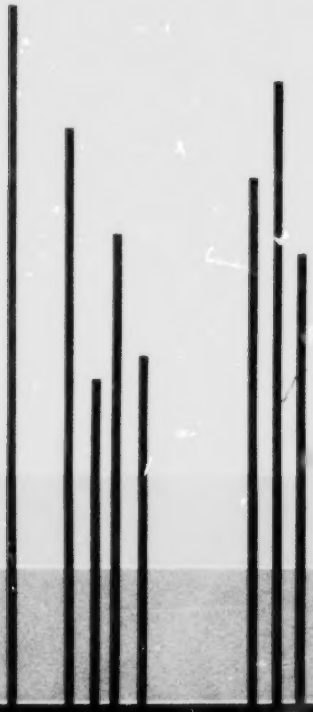
# The Canada Oil and Gas Lands Administration



## Annual Report 1986

# Corporate Profile

The Canada Oil and Gas Lands Administration (COGLA) was established in 1981 by a Memorandum of Understanding between the ministers of Energy, Mines and Resources and Indian Affairs and Northern Development.

COGLA is the federal government's principal contact with the oil and gas industry for the regulation of oil and gas activity on Canada's frontier lands. These lands include the Yukon Territory, the Northwest Territories, Hudson Bay and most of the country's offshore areas. The Canada-Newfoundland Offshore Petroleum Board has had operational responsibilities for the Newfoundland and Labrador offshore since January 1986. A new Canada-Nova Scotia Offshore Oil and Gas Board, with operational responsibilities in the Nova Scotia offshore, will be established in the near future as a result of the 1986 Canada - Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord.

COGLA's prime responsibility is to regulate the exploration for and the development and production of oil and gas on Canada's frontier lands in a manner that ensures safety of the worker, effective resource conservation, protection of the environment and full and fair access by Canadians to the benefits arising from the development of hydrocarbon resources.

COGLA has five branches:

The Rights Management Branch
The Engineering Branch
The Resource Evaluation Branch
The Environmental Protection Branch
The Policy Analysis and Coordination Branch

COGLA's regional offices in Halifax and Yellowknife have operational responsibility for the Nova Scotia offshore and the North, respectively. These offices issue authorizations to drill wells and also conduct regular inspections and monitor the engineering, geological, environmental and Canada benefits aspects of all oil and gas industry operations. The Halifax office also approves geophysical and geological programs.

© Minister of Supply and Services Canada 1987

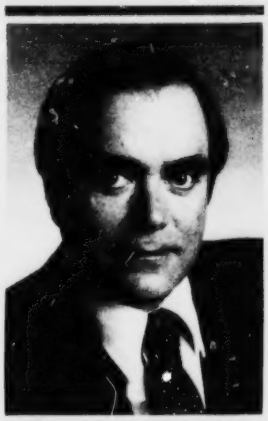
Cat. No. M 97-1986E

ISBN 0-662-15447-9

# Table of Contents


Messages from the Ministers . . . . . 2
Map of Canada's Frontier Lands . . . . . 4
A Word from COGLA's Administrator . . . . . 6
1986 Highlights . . . . . 7
Federal-Provincial-Territorial Management
of the Frontier Lands . . . . . 9
Newfoundland and Labrador . . . . . 9
Nova Scotia . . . . . 9
Yukon Territory and
Northwest Territories . . . . . 10
Rights Management . . . . . 11
Exploration Activity . . . . . 13
Development Activity . . . . . 15
Conservation . . . . . 16
Protection of the Worker . . . . . 17
Protection of the Environment . . . . . 21
Employment and Industrial Benefits . . . . . 24
Non-Fuel Minerals . . . . . 26
Regional Statistical Summary . . . . . 26
Frontier Lands . . . . . 27
Mainland Territories . . . . . 28
Mackenzie Delta and Beaufort Sea . . . . . 31
Artic Islands and Eastern Arctic Offshore . . . 34
Nova Scotia Offshore . . . . . 36
Appendix I
Newfoundland Offshore
Statistical Summary . . . . . 39
Glossary . . . . . 42
COGLA Offices . . . . . 43

# Message from the Minister of Energy, Mines and Resources, the Honourable Marcel Masse



*Minister Marcel Masse*

I have the great honour to submit to Parliament the fifth annual report of the Canada Oil and Gas Lands Administration (COGLA). This organization, created in 1981, regulates oil and gas exploration, development and production on frontier lands. It does this in a way that conserves resources while respecting the environment and allowing Canadians to benefit from the socio-economic spin-offs generated by oil and gas activity.

In 1986 COGLA played an important role in the development of Bill C-5, the Canada Petroleum Resources Act, and Bill C-6, the Canada-Newfoundland Accord Implementation Act. These two bills are intended to create a stable regime favorable to industrial investment, and also to improve relations between the federal and provincial governments in the management of hydrocarbon resources on frontier lands.

Through a series of measures, Bill C-5 will reduce government intervention which was so dominant under the framework of the National Energy Program. This reduction in government intervention will support industry by encouraging its spirit of initiative, and thus allow Canada to respond better to global market fluctuations and to meet the challenge of energy self-sufficiency.

The close cooperation of the provinces is essential if Canada's energy opportunities are to be realized. With this in mind, the government prepared Bill C-6, which translates the Atlantic Accord into law. This bill is a binding commitment to bilateral cooperation and is essentially based on joint management and revenue sharing. Moreover, the Canada-Newfoundland Offshore Petroleum Board, an independent body, will ensure that both levels of government participate in decisions relating to the management of oil and gas resources offshore.

These bills have also taken into account the concerns of native populations and the protection of the environment. A research fund has been created to finance the study of the relationship between the environment and exploration, development and production activities on frontier lands. The fund will be managed by a group of experts, including a representative of the public.

Bills C-5 and C-6 were drawn up after much consultation and they have received enthusiastic support from the Canadian oil and gas industry and the governments of Newfoundland, Nova Scotia, the Yukon Territory and the Northwest Territories.

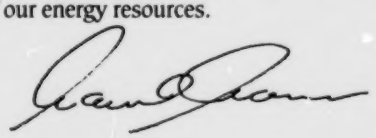
In Halifax last August, the Prime Minister of Canada, Mr. Brian Mulroney, and the Premier of Nova Scotia, Mr. John Buchanan, signed the Canada - Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord. This long-term agreement provides for joint management of offshore oil and gas exploration and development. This accord replaces the 1982 Canada - Nova Scotia Offshore Agreement on Offshore Oil and Gas Resource Management and Revenue Sharing. It includes several significant improvements, notably the creation of an independent body, the Canada - Nova Scotia Offshore Oil and Gas Board, to administer and regulate all oil and gas activity offshore Nova Scotia, and a change in the development fund from a loan to a grant. In addition, Nova Scotia Resources Limited will receive a grant for drilling. The new accord provides for revenue sharing by the two levels of government on the same basis as if those resources were on land.

In 1986 the Crown granted rights in the Newfoundland and Nova Scotia offshore for oil and gas exploration. In February the Canada-Newfoundland Offshore Petroleum Board announced the awarding of exploration rights for three of six parcels of land to three companies in the Newfoundland offshore.

In November the Canada - Nova Scotia Offshore Petroleum Board announced the awarding of exploration rights on a block of land to a group of companies represented by Petro-Canada.

The month of June marked an important step in the development of a major project. The Canada-Newfoundland Offshore Petroleum Board made public its decision report on the Hibernia project, based on the plans for development and economic spin-offs which had been submitted by the companies involved. The board's decision provides Mobil and its associates with the regulatory approvals to enable them to develop one of the most important oil deposits in the world, the Hibernia field in the Grand Banks. The development of such an oil and gas deposit will undoubtedly bring jobs and other related economic benefits to Newfoundlanders and all Canadians.

The willingness of various levels of government to work together to manage our oil and gas resources on the frontier lands is in everyone's interest. Industry will improve the resource capital, create jobs and stimulate economic growth. The federal-provincial spirit of cooperation that characterized 1986 can only improve and enhance our efforts to reach the goal so important to us all: the development of our energy resources.



# Message from the Minister of Indian Affairs and Northern Development, the Honourable Bill McKnight

I am pleased to join my colleague, the Minister of Energy, Mines and Resources, Marcel Masse, in submitting to Parliament the *1986 Annual Report of the Canada Oil and Gas Lands Administration.*

The development of Canada's northern oil and gas resources is a vital factor in maintaining the economic well-being of Northerners and enhancing Arctic sovereignty. Indeed, how we pursue the important oil and gas potential of our northern regions bears significantly on the economic prosperity of the entire country.

In the Yukon Territory and the Northwest Territories my priorities are the transfer of responsibilities for decision making to the two territorial governments and communities at a pace set by Northerners; to settle comprehensive native land claims; to support economic development opportunities – especially as they translate into jobs for Northerners; and to enhance Arctic sovereignty.

These elements are interrelated and require a continuation of the cooperative approach that has characterized federal-territorial government relations in recent years.

There has been significant progress in ensuring close federal-territorial government cooperation, greater community involvement, increased opportunities for northern participation and employment, and greater sensitivity toward environmental and native concerns.

A number of positive developments in 1986 will help to lay the groundwork for a higher level of oil and gas activity in the years ahead. The Canada Petroleum Resources Act should be proclaimed in 1987. The new act will give legal force to the government's Frontier Energy Policy, which was announced by the ministers of Indian Affairs and Northern Development and Energy, Mines and Resources in October 1985. The new act will provide a simplified regulatory framework for the northern oil and gas industry.

Exploration activity in 1986 began on a high note in January when Gulf followed up its exploration success at Amauligak in the Beaufort Sea with two promising delineation wells. These were among 40 wells drilled on northern frontier lands in 1986, eleven of which resulted in significant discoveries.

The first shipment of Beaufort Sea oil occurred this year, when more than 50 000 cubic metres produced from extended flow tests on Gulf's second delineation well at Amauligak were shipped to markets in Japan.

Panarctic shipped more than 16 000 cubic metres of oil from its Bent Horn field in the High Arctic. This was the second shipment of oil from Bent Horn to southern markets. Although the scale of this project is relatively small, it continues to demonstrate the feasibility of commercial oil production in the remote Arctic during the open water season. Environmentally sound, Bent Horn serves as a model of cooperative planning involving industry, governments and Northerners.

In summary, while oil and gas exploration and development in the North are under economic constraints at present because of low prices, I am confident that a more favorable climate will prevail in the future.

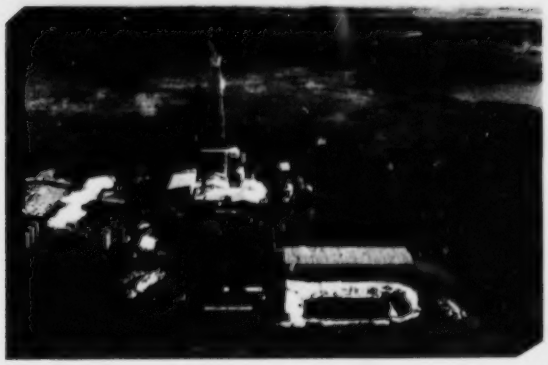
In the meantime, I will work to preserve and enhance the partnership that has been nurtured among all parties, dedicated to making the North a better place for Northerners and thereby strengthening Canada as a whole.

Bill McKnight

*Minister Bill McKnight*

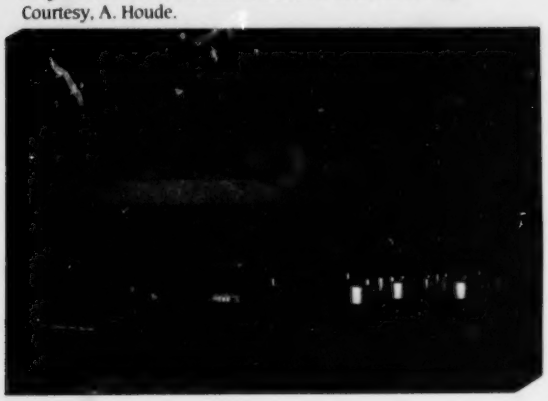
# Canada's Frontier Lands

*Shell's Unak well in the Mackenzie Delta.* Courtesy, Shell.

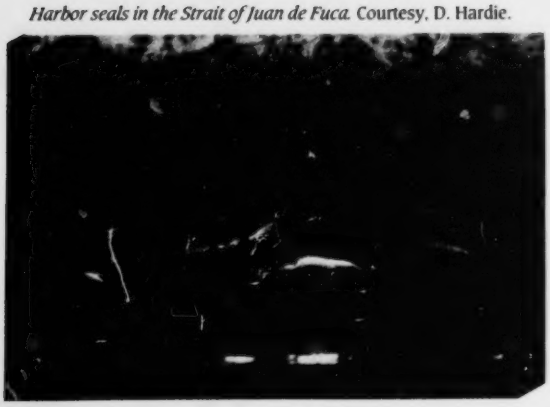


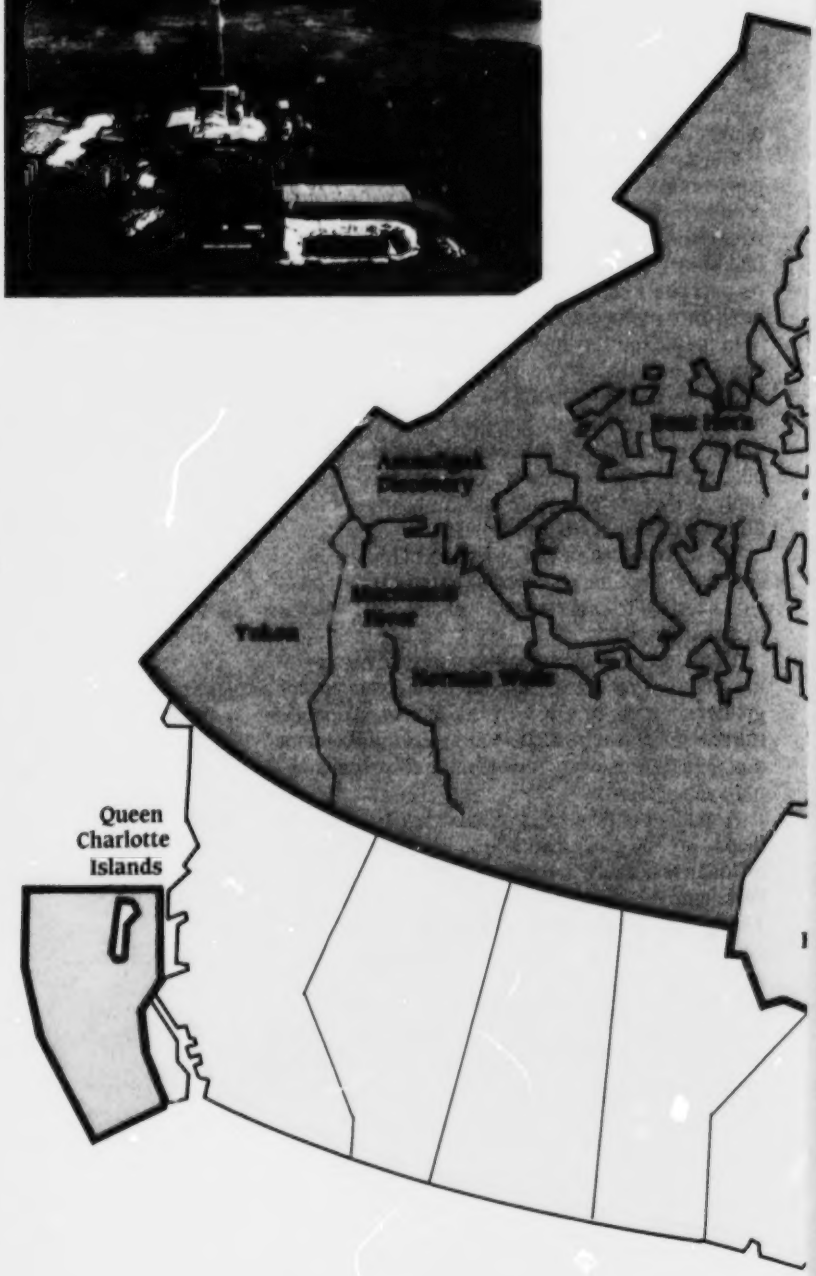
*Loading of crude on the* Gulf Beaufort *at the Amauligak site in the Beaufort Sea.* Courtesy, Gulf.

*Artificial islands in the Mackenzie River at Norman Wells.* Courtesy, A. Houde.



*Harbor seals in the Strait of Juan de Fuca.* Courtesy, D. Hardie.






Area administered by the Minister of Energy, Mines and Resources

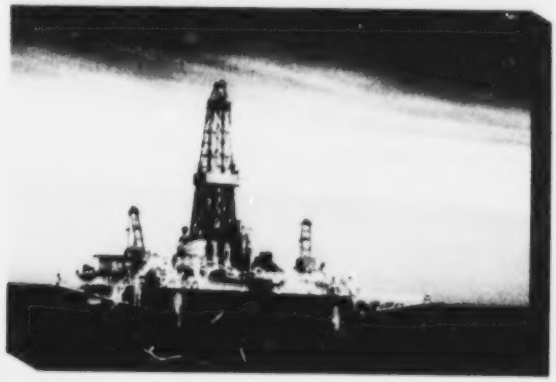
Area administered by the Minister of Indian Affairs and Northern Development

*Panarctic's West Cornwall well drilled from an ice platform in the Arctic Islands.* Courtesy, Panarctic.

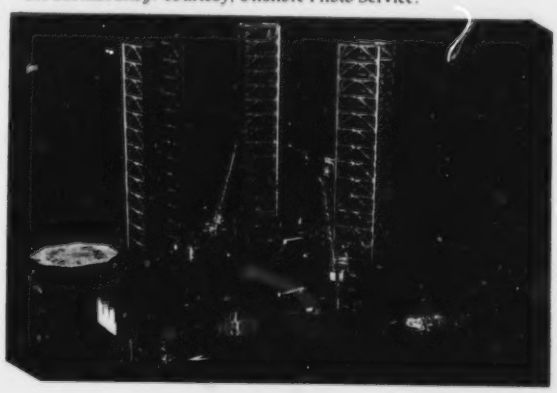


*Fast rescue craft on the east coast.* Courtesy, P. Davis.

*Husky/Bow Valley's* Bow Drill 3 *operating on the Grand Banks.* Courtesy, Husky/Bow Valley.



*Flaring under way at Petro-Canada's Cohasset well located on the Scotian Shelf.* Courtesy, Offshore Photo Service.



# A Word from COGLA's Administrator, Maurice Taschereau

*Mr. Maurice Taschereau*

For COGLA, 1986 was a challenging and exciting year. We are all aware of the dramatic effects on the oil and gas industry caused by the sudden drop in the price of oil followed by an increase to levels that appear to offer the chance of stability and that if maintained, would allow continued activity in frontier areas.

We know that oil and gas resources are there on our frontier lands. We also know that the international petroleum industry looks upon Canada as a stable and secure country in which to explore and develop potential energy resources in the future.

During its five years of operation, COGLA has evolved and gained the experience required to regulate industry's energy initiatives more efficiently and responsively. The immediate challenge is to embody the total regulatory regime in legislation and regulations so that industry can get on with the job when the time is right.

The year 1986 was busy on several fronts. There were significant discoveries in the North and in the east coast offshore. In the North, Amauligak appears to be the major find that will catalyze development when conditions are appropriate. Panarctic again produced and shipped oil from the High Arctic. The Cohasset delineation well demonstrated the potential for producible oil reserves on the Scotian Shelf. Additional gas reserves were also established for the Venture project.

In April the West Coast Offshore Exploration Environmental Assessment Panel concluded that exploration offshore British Columbia north of Vancouver Island could be safely resumed, subject to certain conditions. The Georges Bank environmental screening study was completed and consultations between industry and the public began in the fall of the year.

The Canada Petroleum Resources Act is among the latest in a series of very positive legislative initiatives recently announced by the government. This act will address most of the questions and criticisms of the past few years by establishing a new regulatory framework for rights issuance that is fair, simple and open.

The Canada - Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord was signed in August, providing for a new, independent board which will replace the existing Canada - Nova Scotia Offshore Oil and Gas Board. The board is to be established in 1987.

The Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act was passed by the Newfoundland-Labrador legislature in June and is expected to be approved by Parliament in early 1987. It establishes a joint management and revenue sharing regime for offshore Newfoundland and Labrador. The Canada-Newfoundland Offshore Petroleum Board began operations in January and gave conditional approval to the Benefits and Development Plan for the Hibernia project in June.

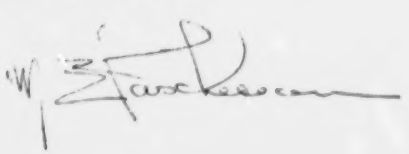
Safety remains a watchword in the exploration and development of our offshore resources. The *Ocean Ranger Task Force Report* was submitted to the Minister of Energy, Mines and Resources in July. It recommended that action be taken to implement the Hickman Royal Commission's recommendations concerning the regulation of safety in the offshore.

At COGLA we are devoted to promoting safety, and, in this respect, 1986 has been a satisfying year. The PROD (Preferred Orientation and Displacement) lifeboat launching system was successfully tested. The Arctic Escape System, which can travel across water, pack ice and rubble, was satisfactorily tested in 1986.

The challenges faced by the men and women who develop the oil and gas potential of Canada's frontier lands are well known, and at COGLA we take pride in working with these resource pioneers to meet the challenges of the future.

I want to take this opportunity to congratulate Mr. Ted Baugh, Chairman of the Canada-Newfoundland Offshore Petroleum Board, on the excellent team of people he has put together in a very short time, to handle the challenges of administering and regulating oil and gas activity offshore in Newfoundland.

It is also appropriate to thank the very fine staff within COGLA who are dedicated to fulfilling their duties and responsibilities at a time when activity is declining and new agencies are being created to take over our operational responsibilities in specific regions.



# 1986 Highlights

The Canada Petroleum Resources Act was approved by Parliament and given Royal Assent in November. Upon proclamation early in 1987, this new legislation will repeal and replace the 1982 Canada Oil and Gas Act, and simplify the regulatory framework for the disposition of frontier lands, royalties and the Canadianization of the oil and gas industry in the frontier lands. The new act will bring into law the government's frontier energy policy, announced by the ministers of Energy, Mines and Resources and Indian Affairs and Northern Development in October 1985.

The Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act was passed by the Newfoundland legislature in June 1986 (Bill 1) and is expected to be approved by Parliament early in 1987. Upon proclamation, the Act will establish a regime for joint management and revenue sharing with respect to the exploration and development of petroleum resources offshore Newfoundland and Labrador. It will create the Canada-Newfoundland Offshore Petroleum Board (CNOPB), and give it authority to manage these offshore petroleum resources. The accord legislation incorporates the Canada Petroleum Resources Act and the Oil and Gas Production and Conservation Act.

In August, Canada and Nova Scotia signed the Canada - Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord, establishing a joint regime for the management and revenue sharing of offshore oil and gas resources.

Management of offshore oil and gas activities will be undertaken by a new independent Canada - Nova Scotia Offshore Oil and Gas Board. Legislation to implement the accord is being drafted and it is anticipated that it will be introduced into Parliament and the Nova Scotia legislature in 1987. As in the case of the Atlantic Accord, the legislation to implement the accord with Nova Scotia will incorporate the Canada Petroleum Resources Act and the Oil and Gas Production and Conservation Act.

The Minister of Energy, Mines and Resources established a private sector task force to recommend how to implement several regulatory recommendations of the Hickman Royal Commission on the 1982 sinking of the *Ocean Ranger*. In its report, submitted in July, the task force outlined its recommendations on the form and substance of omnibus legislation to govern the regulation of oil and gas activities and to maintain, in a given geographic region, a single regulatory agency responsible for the regulation of oil and gas operations on frontier lands. The recommended legislation, a Canada Oil and Gas Operations Act, would replace the current Oil and Gas Production and Conservation Act.

In April the Canada-Newfoundland Offshore Petroleum Board issued its first Call for Proposals for exploration rights offshore Newfoundland. The call resulted in the awarding of three Exploration Agreements. The work programs call for expenditures totaling $4.75 million.

In June a Call for Proposals was issued for exploration rights offshore Sable Island, the second call in as many years. In October, the present Canada - Nova Scotia Offshore Oil and Gas Board evaluated the proposals received and awarded exploration rights on a single parcel to a consortium led by Petro-Canada.

In April the West Coast Offshore Exploration Environmental Assessment Panel issued its findings based on the public review of renewed exploration offshore British Columbia north of Vancouver Island. The panel recommended that exploration be undertaken subject to certain conditions.

In 1986 COGLA completed an environmental screening study to assess the potential environmental effects of exploration on the Georges Bank. The screening, done in consultation with federal and provincial departments, was requested by the Canada - Nova Scotia Offshore Oil and Gas Board. COGLA released the environmental screening and a technical discussion paper in May, and industry began public consultations in the fall.

During 1986, fifty-six exploratory and delineation wells were drilled on frontier lands, nine fewer than in 1985. There were 14 significant discoveries, 11 in the North and three in the east coast offshore. The most important of these were gas discoveries – Esso's Minuk in the Beaufort Sea and Shell's North Triumph on the Scotian Shelf.

The Norman Wells facility produced more than 1.4 million cubic metres of oil and 188 000 cubic metres of gas in 1986. In September an in-fill drilling program was started, and 22 wells were scheduled to be drilled by April 1987. Fourteen wells were drilled and completed at Norman Wells in 1986.

# 1986 Highlights

The most important exploration news in 1986 was the continued success of Gulf at the Amauligak structure in the Beaufort Sea. The first delineation well at the Amauligak site was completed in January and successfully flowed oil and gas. A second delineation well, drilled from the same surface location, flowed oil and gas from the same general interval. Three extended flow tests conducted at the second delineation well provided new knowledge about the reservoir characteristics in the structure. Oil produced from these tests was subsequently transferred from the drilling unit to the tanker *Gulf Beaufort*. Approximately 50 400 cubic metres of oil were marketed in Japan, the first shipment of Beaufort Sea oil.

Results at the Petro-Canada Cohasset A-52 delineation well were also exciting. The well flowed oil at rates up to 1 220 cubic metres per day and demonstrated the potential for oil development opportunities in the gas-prone Scotian Shelf.

During the year, exploratory drilling continued in search of additional reserves for the Venture Gas Project. Mobil successfully delineated one of the fields contributing to the project, the Thebaud gas field, finding gas in previously untested zones.

In June the CNOPB released its first *Decision Report* giving conditional approvals to the Benefits and Development Plan application submitted by Mobil and its partners for the Hibernia Development Project.

Panarctic again shipped about 16 450 cubic metres of oil from its Bent Horn oil field in the High Arctic. The *MV Arctic* transported the oil to Little Cornwallis Island, where open water allowed the transfer of the crude to a conventional tanker for shipment to Montreal.

Testing of the prototype PROD (Preferred Orientation and Displacement), a lifeboat launching system designed to improve rig evacuation capability, was successfully completed in 1986. The fishing-pole - like device, an add-on component to the lifeboat launching system, was installed aboard the semisubmersible drilling unit *Bow Drill 3* operating on the Grand Banks.

Testing of the prototype Arctic Escape System, an amphibious vehicle that can travel over open water, ice floes and ice rubble in Arctic waters, began in 1986. COGLA, the Department of Regional Industrial Expansion and industry cooperated in developing the system.

COGLA was involved this year in the development of a Canadian Standards Association Code for the design, construction and installation of fixed offshore production platforms. The code will assist in the development of regulations for Canada's frontier lands.

# Federal-Provincial-Territorial Management of the Frontier Lands

## Newfoundland and Labrador

### The Atlantic Accord

The Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act was passed by the Newfoundland legislature in June (Bill 1) and is expected to be approved by Parliament in early 1987. Upon proclamation, the act will establish a regime for joint management and revenue sharing for the exploration and development of petroleum resources in offshore Newfoundland and Labrador. It will create the Canada-Newfoundland Offshore Petroleum Board (CNOPB), which will be responsible for operational matters related to the management of the offshore petroleum resources.

To ensure continuity and stability for the petroleum industry operating in the area, the act incorporates the provisions of the Canada Petroleum Resources Act and the Oil and Gas Production and Conservation Act, and their respective regulations.

### Canada-Newfoundland Offshore Petroleum Board

The CNOPB, which manages the petroleum resources in offshore Newfoundland and Labrador, is now fully operational, and has established an office in St. John's.

The CNOPB cooperates with COGLA in many areas to ensure that regulatory practices offshore Newfoundland are consistent with Canada-wide practices. Memoranda of Understanding are being developed between the CNOPB and federal and provincial departments to ensure effective coordination in the areas of environment, fisheries, benefits and marine safety.

In its first annual report for 1985-86, released in April 1986, the CNOPB noted the following highlights:

- the submission of its *Decision Report* on the Hibernia Benefits and Development plans in which the board provided conditional approval for the proposed project;
- the first Call for Proposals and completed negotiations with Exploration Agreement holders on second-term or 'successor' exploration agreements.

## Nova Scotia

### The Canada - Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord

The Canada - Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord between Canada and the Province of Nova Scotia was signed on August 26, 1986. The 45-clause accord replaces the 1982 Canada - Nova Scotia Agreement on Offshore Oil and Gas Resource Management and Revenue Sharing.

*Signing of the Canada - Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord on Halifax on August 26, 1986. From left, federal Energy, Mines and Resources Minister Marcel Masse, Prime Minister Brian Mulroney, Nova Scotia Premier John Buchanan and provincial Mines and Energy Minister Joel Matheson.*

The accord provides for joint management by an independent board appointed by both governments. The five-member board will make decisions on all matters directly related to the management of petroleum resources offshore Nova Scotia.

Certain board decisions are considered fundamental and will be subject to review and approval by both governments. These are:

- Calls for Proposals and the issuance of exploration licences;
- setting terms and conditions of significant discovery and production licences; and
- final approval of development plans.

Within the Sable Island 'footprint' and the Nova Scotia portion of the Bay of Fundy, however, these fundamental decisions need the approval of only the Nova Scotia Minister of Mines and Energy.

To ensure continuity and stability for the petroleum industry operating in the area, the implementing legislation will incorporate the provisions of existing federal legislation and regulations.

### Canada - Nova Scotia Offshore Oil and Gas Board

The present seven-member Canada - Nova Scotia Offshore Oil and Gas Board met seven times during the 1986 calendar year.

# Federal-Provincial-Territorial Management of the Frontier Lands

In early 1986 the board issued a Call for Nominations offshore Nova Scotia. In June a Call for Proposals was issued by the board for exploration rights on four parcels of land offshore Sable Island. The call, which closed in October, was the second issued by the board, and carried a $1 million minimum acceptable work bonus for each parcel. The 1986 issuance resulted in the awarding of exploration rights for one parcel to a consortium led by Petro-Canada. The work program calls for expenditures of $1.085 million.

The board also approved terms and conditions for nine second-round Exploration Agreements. They extend first-round Exploration Agreements for further terms of either three or four years.

New Canada benefits guidelines for the Nova Scotia offshore region were approved by the board. These guidelines deal with purchasing and employment principles as well as specific Canada and Nova Scotia benefits reporting requirements.

The board requested an environmental screening statement to assist it in assessing the potential effects of exploratory drilling on Georges Bank. The screening statement was developed by COGLA in cooperation with the Canada - Nova Scotia Environmental Coordinating Committee and in consultation with other federal and provincial departments.

The board approved levies for the Environmental Studies Revolving Fund, and reviewed projects proposed for this fund during 1986.

In January the board initiated a program that requires oil and gas operators to make certain levels of expenditures in research and development, and education and training in relation to the area of their land holdings. This program was implemented under the 1984 Canada - Nova Scotia Oil and Gas Agreement Act.

## Yukon Territory and Northwest Territories

In 1986 COGLA continued to build stronger working relationships with the territorial governments, communities and special interest groups in keeping with the spirit of the frontier energy policy tabled in the House of Commons in October 1985. The focus for this involvement has been the ongoing discussions on the competitive bidding procedures for the issuance of new exploration rights.

COGLA and the Government of the Northwest Territories worked closely to explain to interested communities the rights issuance process and to discuss socioeconomic benefits and environmental protection matters. Fort Norman and Arctic Red River – the latter with the Mackenzie Delta Regional Council – each expressed interest in possible new rights issuance in their respective areas. The Northwest Territories and the Northern Affairs Program of the Department of Indian Affairs and Northern Development provided funding so Fort Norman could hire a consultant to identify and evaluate equity participation possibilities. Discussions of possible Calls for Proposals for new exploratory rights with Fort Norman, Fort Franklin and Arctic Red River/Mackenzie Delta Regional Council were under way during the latter part of the year.

The city of Whitehorse, the local Kwanlin Dün Band, and a local company expressed interest in a possible Call for Proposals in the Whitehorse Basin area.

Work continued during the year on the Call for Proposals for the issuance of exploration rights near Fort Good Hope. The call closed in February, and a committee of federal and N.W.T. officials evaluated the bids and submitted its recommendation to the Minister of Indian Affairs and Northern Development.

# Rights Management

COGLA is responsible for the issuance, administration, transfer and registration of oil and gas exploration and production rights on frontier lands. It also administers, for the Minister of Energy, Mines and Resources, certain federally owned mineral rights within the provinces.

During 1986 COGLA's rights management activities focused on developing terms and conditions for second-term or 'successor' exploration agreements whose original terms expired during the year. This year, the two offshore petroleum boards and COGLA concluded 23 agreements. COGLA also issued a production licence to facilitate Gulf's production testing operations at its Amauligak discovery in the Beaufort Sea.

Oil and gas companies returned to the Crown about 39 million hectares of land held under exploration rights during the year. This was the result either of relinquishment requirements in the initial Exploration Agreements or voluntary surrenders. These surrenders reflect not only the high exploration risks in some frontier areas, but also the industry's poor financial situation because of slumping world oil prices.

A Call for Proposals for the issuance of exploration rights in the Fort Good Hope area of the Northwest Territories closed in February. New exploration rights for Crown reserve lands were issued to industry after Calls for Proposals were made for parcels offshore Nova Scotia and offshore Newfoundland and Labrador.

The Canada - Nova Scotia Offshore Oil and Gas Board accepted Petro-Canada's bid for one parcel offshore Nova Scotia as a result of the call which closed October 8, 1986.

The Canada-Newfoundland Offshore Petroleum Board issued exploration rights for three parcels offshore Newfoundland and Labrador as a result of its first Call for Proposals, which closed in February, 1986.

During 1986 COGLA continued to consult agencies and industry about the drafting of regulations to be promulgated under the Canada Petroleum Resources Act dealing with rights registration; issuance and administration; and land descriptions and surveys.

*Evaluation of technical data during land relinquishment process.*

# Rights Management

| FRONTIER LAND HOLDINGS (At Year's End) | 1982 | 1983 | 1984 | 1985 | 1986 |
|---|---|---|---|---|---|
| Number of Exploration Agreements Active* | 47 | 120 | 153 | 150 | 118 |
| Lands Negotiated into Exploration Agreements (millions of ha) | 35.8 | 25.0 | 21.2 | 24.9 | 4.1 |
| Lands Relinquished or Surrendered (millions of ha) | N/A | 1.6 | 24.7 | 20.0 | 39.2 |
| Lands Active* (millions of ha) | 134.2 | 115.4 | 89.5 | 70.8 | 33.5 |

**Includes declared significant discovery areas.*

**LAND STATUS AT YEAR END, 1986**

| | Active Exploration Agreements* | Lands Relinquished or Surrendered (millions of ha) | Lands Negotiated into Exploration Agreements (millions of ha) | Lands Active* (millions of ha) | Pending Lands** (millions of ha) |
|---|---|---|---|---|---|
| Mainland Territories | 30 | 3.3 | 0 | 5.7 | 1.1 |
| Mackenzie Delta and Beaufort Sea | 23 | 3.1 | 0 | 4.2 | 0 |
| Arctic Islands and Eastern Arctic Offshore | 21 | 8.9 | 0.9 | 7.5 | 4.5 |
| Hudson Bay | 2 | 11.5 | 0 | 11.6 | 1.4 |
| Grand Banks and Labrador Sea | 27 | 9.2 | 1.5 | 3.4 | 1.5 |
| Nova Scotia Offshore (includes Gulf of St. Lawrence) | 15 | 3.2 | 1.7 | 1.1 | 3.4 |
| West Coast | 0 | 0 | 0 | 0 | 8.7 |
| Total | 118 | 39.2 | 4.1 | 33.5 | 20.6 |

**Includes declared significant discovery areas.*
*** 'Pending' includes areas where exploration activity has been suspended: West Coast, Baffin Bay, Georges Bank, St-Pierre et Miquelon, etc.*

**EXPLORATION AGREEMENTS NEGOTIATED IN 1986**

| Operating Company | Exploration Agreement # | Number of Agreements | Area (thousands of ha) | Location | Term (years) | Well Commitment |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Shell | 275-278 | 4 | 558 | Scotian Shelf | 3 | 2 |
| Mobil | 279 | 1 | 226 | South Sable | 4 | – |
| Mobil | 280 | 1 | 271 | Scotian Shelf | 3 | – |
| Dome | 281 | 1 | 120 | East Sable | 3 | – |
| Chevron | 282 | 1 | 139 | P.E.I. | 3 | – |
| Mobil | 283 | 1 | 186 | Sable Island | 3 | 2 |
| Petro-Canada | 284 | 1 | 85 | Western Shelf | 4 | – |
| Petro-Canada | 285 | 1 | 67 | Banquereau | 3 | – |
| Scotia Energy | 286 | 1 | 46 | Chebucto | 3 | – |
| Texaco | 287 | 1 | 50 | Albatross | 4 | – |
| Mobil | 288-292 | 5 | 397 | Grand Banks | 4 | 8 |
| Petro-Canada | 293 | 1 | 35 | Grand Banks | 4 | 2 |
| Shell | 294 | 1 | 459 | Grand Banks | 7 | 1 |
| Amoco | 295 | 1 | 440 | Grand Banks | 7 | 1 |
| Esso | 296 | 1 | 189 | Grand Banks | 8 | 1 |
| CMO | 297 | 1 | 931 | Lancaster Sound | 8 | – |

# Exploration Activity

In 1986, 56 exploratory and delineation wells were terminated on frontier lands, nine fewer than in 1985. Of these wells, 40 were in the northern region and 16 were in the east coast offshore. There were 14 significant discoveries, 11 in the North, and three in the east coast offshore.

## Mainland Territories

There was considerable exploration in the southern Territories and the Mackenzie Valley for the third consecutive year. Thirteen exploratory wells and one delineation well were completed, and three wells drilled in previous years were re-entered for testing. This activity resulted in four significant gas discoveries. In the southern Territories, Paramount made two finds in the Cameron Hills area testing gas with minor amounts of oil, and Northcor successfully tested gas at its Liard F-25A well. Another gas discovery was made by Petro-Canada at Bele O-35, north of Norman Wells.

Petro-Canada tested two delineation wells at the site of its 1984 Tweed Lake gas discovery, northeast of Norman Wells. One well successfully tested gas.

There were 11 unsuccessful exploratory wells: two in the Colville Hills, four northwest and south of Norman Wells in the Mackenzie Plain, four in the southern Northwest Territories, and one in the Liard Plateau area.

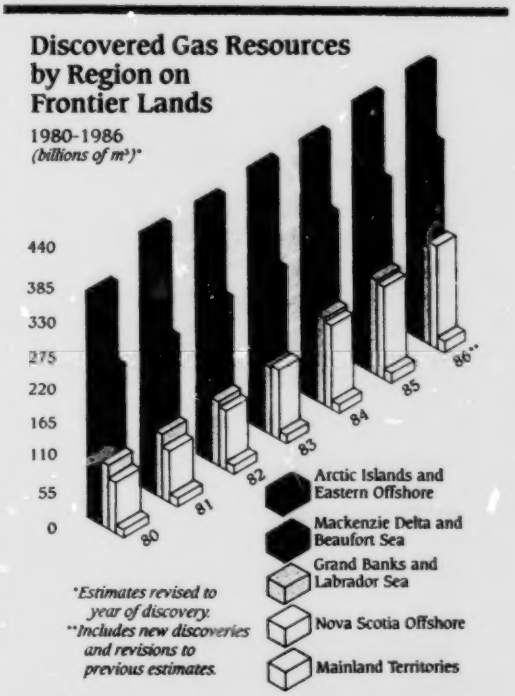
## Mackenzie Delta - Beaufort Sea

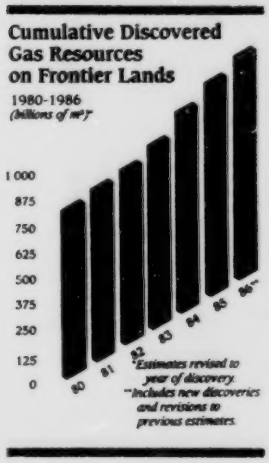
In the Mackenzie Delta - Beaufort Sea region, 24 wells – 15 exploratory and nine delineation – were terminated in 1986. There were seven discoveries: two gas, and one oil and gas in the Mackenzie Delta; and one gas, two oil, and one oil and gas in the offshore Beaufort Sea.

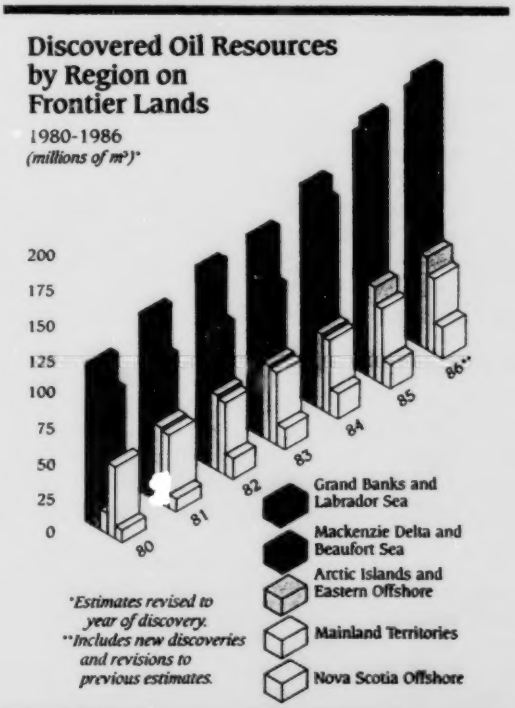
Esso made two oil and gas discoveries from several zones within the same general interval, at the Hansen G-07 onshore well in the Mackenzie Delta and at the Arnak K-06 well in the offshore Beaufort. Maximum oil rates at Arnak K-06 were as high as 71 cubic metres per day and gas rates at Hansen G-07 as high as 663 000 cubic metres per day.

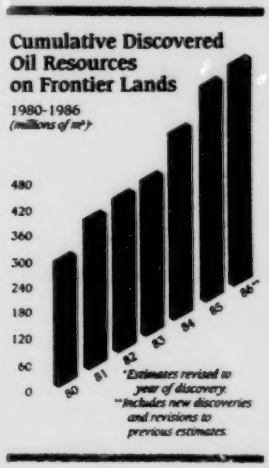
Onshore in the Delta, Shell's Unak L-28 well was abandoned after testing gas, and Gulf's Ikhil K-35 well tested small amounts of gas.

Offshore in the Beaufort Sea, oil was recovered from Dome's Havik B-41 exploratory well and Gulf's Amauligak I-65A exploratory well. Esso's Minuk I-53 test flowed gas from a single zone at rates of up to 737 000 cubic metres per day.



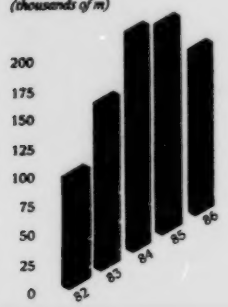



# Exploration Activity

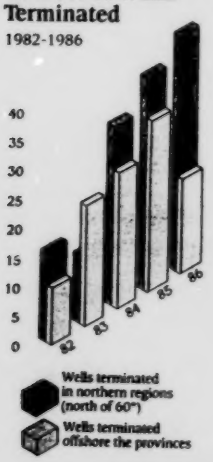
**Exploratory Drilling on Frontier Lands**

1982-1986
*(thousands of m)*




**Number of Wells Terminated**

1982-1986




Six of the nine delineation wells drilled in 1986 were follow-up tests to Esso's Tuk J-29 Tertiary oil discovery of 1985. Results in the six wells varied widely. Although Tuktuk D-11 flowed a maximum of 190 cubic metres of oil per day, several wells would not flow, and several yielded only shows of oil.

Esso's Adgo G-24 delineation well also tested gas at an average rate of 565 000 cubic metres per day. Gulf's first delineation well at Amauligak, the I-65, tested oil up to 1 186 cubic metres per day with associated gas. The second delineation well, Amauligak I-65B, tested oil on extended flow rates up to 2 067 cubic metres per day.

## Arctic Islands - Eastern Arctic

In the Arctic Islands, Panarctic drilled two unsuccessful exploratory wells from artificially made ice platforms. The two wells are the last wells in Panarctic's program. For the first time since 1967, Panarctic closed its base camp at Rae Point, marking the end of a 19-year exploration drive in the High Arctic.

## Newfoundland Offshore

Eight wells were terminated, and one well suspended during 1986. Six of these wells were exploratory; one resulted in a significant discovery. Husky/Bow Valley's Fortune G-57 well flowed oil from three different zones, at up to 786 cubic metres per day.

Delineation drilling resulted in a successful oil test at Petro-Canada's Terra Nova I-97, flowing oil at rates up to 790 cubic metres per day, and a successful gas well at Husky/Bow Valley's Whiterose L-61 which tested gas at rates up to 685 000 cubic metres per day. Husky/Bow Valley's North Ben Nevis M-61, a suspended delineation well, will be re-entered and tested in 1987.

## Nova Scotia Offshore

Offshore Nova Scotia, eight wells were drilled to total depth during the year, four exploratory and four delineation. The four exploratory wells resulted in one gas discovery, one gas show and one oil discovery. Only the Shell Tantallon M-41 was a dry hole.

Shell's North Triumph G-43 discovery flowed gas at rates of up to one million cubic metres per day. North Triumph B-52, a delineation well, followed immediately, and flowed gas at rates up to 800 000 cubic metres per day.

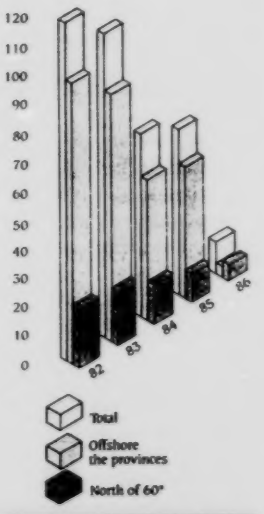
Shell's Panuke B-90 well was another success, flowing oil at rates up to 969 cubic metres per day.

Husky/Bow Valley tested gas at West Chebucto K-20, located just south of the North Triumph discovery. This well flowed gas at rates up to 187 000 cubic metres per day, but did not qualify for significant discovery status.

All four delineation wells offshore Nova Scotia were successful. In addition to the North Triumph well, Shell tested gas from its Glenelg N-49 well at rates up to 880 000 cubic metres per day. Mobil's delineation well, Thebaud C-74, flowed gas from several zones at rates as high as 1.3 million cubic metres per day. Petro-Canada also had success at the Cohasset A-52 delineation well. Oil was tested from several independent sands, with rates as high as 1 220 cubic metres per day. This oil was of good quality and testing demonstrated not only the potential for this type of geological structure but also the possibility for future development.

**Reflection Seismic Shot on Frontier Lands**

1982-1986
*(thousands of km)*



# Development Activity

## Norman Wells - Mainland Territories

During 1986 the Norman Wells facility produced approximately 1 411 000 cubic metres of oil. Although the year's daily average for the field was 3 780 cubic metres per day, production in September increased to more than 4 000 cubic metres per day. Gas production during 1986 amounted to 188 000 cubic metres.

The original Phase Two drilling program was completed in March. In September, Esso started an in-fill drilling program and is scheduled to drill 22 wells by April 1987. Fourteen development wells were drilled and completed in 1986 at Norman Wells.

Preliminary design work has started to increase the capacity of the gas plant. The project is scheduled for completion before the end of 1987.

## Pointed Mountain - Mainland Territories

The Pointed Mountain gas field, in production since 1972, had produced 7 675 million cubic metres of gas by the end of 1986. The field gas plant has a daily capacity of 5.4 million cubic metres. Total production for 1986 was 205 million cubic metres, compared with 226 million cubic metres in 1985.

## Amauligak - Beaufort Sea

In February, Gulf announced the results of the first delineation well drilled at the 1984 Amauligak discovery. The well, Amauligak I-65, flowed oil and gas at high rates from multiple zones. The confirmation of proven reserves by the successful delineation drilling may qualify Amauligak as the lead project for Beaufort Sea development.

Gulf drilled two more wells, Amauligak I-65A and I-65B from the *Molikpaq*, a mobile arctic caisson. The operator conducted a drillstem test program and ran independent extended flow tests on three zones in the I-65B delineation well. The produced oil was flared on the first two extended flows because ice prevented a tanker from anchoring nearby. During the third test, however, the crude was produced into the MV *Gulf Beaufort* anchored alongside the *Molikpaq*. Approximately 50 400 cubic metres of oil was transferred to the tanker and subsequently transported via the north Alaskan route to Japan.

Gulf is considering further delineation drilling at Amauligak in 1987 and possible seasonal production in 1988.

## Bent Horn - Arctic Islands

Oil was shipped from the Bent Horn facility for the second consecutive year with Panarctic's shipment of 16 450 cubic metres in September. The MV *Arctic*, an ice-class oil and bulk ore carrier, escorted by the Coast Guard icebreaker CCGS *John A. Macdonald*, transported the oil to Little Cornwallis Island. On the way, the MV *Arctic* unloaded 800 cubic metres of oil at Resolute to see if it can be used as fuel for the local diesel-electric generators. Should this test prove successful, Resolute and other Northwest Passage communities could benefit regularly from oil produced at the Bent Horn site.

The remaining crude was transferred at Little Cornwallis Island to a conventional tanker, the MV *Imperial Bedford*, and shipped to the Petro-Canada refinery in Montreal.

Production continued after loading, and the storage tanks were filled with 13 540 cubic metres of oil to await shipment in 1987. With production completed, Panarctic closed the Bent Horn facility again until the summer of 1987.

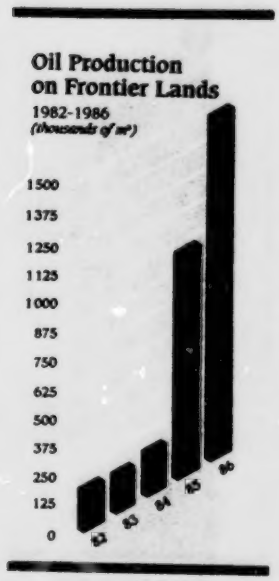
## Hibernia - Newfoundland Offshore

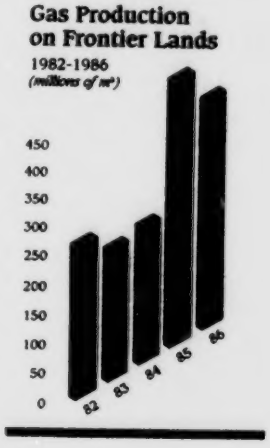
In July the CNOPB approved Mobil's development plan, subject to certain terms and conditions. One significant condition was the insistence upon further evaluation of the Avalon reservoir and miscible flooding capabilities of the Hibernia reservoir.

Although the depressed world market has made the scheduling for the project less certain, the target start-up date is still 1992. Most regulatory requirements have been met. At year end, fiscal negotiations between the sponsors and the federal and provincial governments were still under way.

## Venture - Nova Scotia Offshore

This year Mobil drilled and tested a fourth Thebaud well, Thebaud C-74, which encountered a thick gas pay section with a maximum gas flow rate of more than 1.3 million cubic metres per day. This well has increased the probable recoverable reserves figure for Thebaud, and thus the recoverable gas reserves for the Venture Gas Project. Like most offshore development projects, slumping world oil markets are causing delays.



# Conservation

*COGLA production reservoir engineers assessing well logs.*

A key part of COGLA's mandate is responsibility for the conservation of oil and gas resources. This involves the review of well log and drillstem test analysis of oil and gas discoveries, reservoir performance for existing fields, evaluation of development plans (Venture gas field and Hibernia oil field), extended production tests (Amauligak I-65B), and a review of proposed developments such as the Tuk gas development, and the Cohasset oil field.

## Norman Wells Oil Field

COGLA uses a computerized production data base to monitor production and injection data from the Norman Wells oil field. This, in conjunction with geological and engineering data, is used to evaluate reservoir performance. When sufficient data are gathered to establish trends, a reservoir simulation study will be used to analyze the performance of the field. Raw gas flaring has been reduced and will be essentially eliminated when additional modifications to the gas plant are made in 1987. Additional drilling in 1986-87 will increase the well count to 287: 130 injectors and 157 producers.

## Venture Gas Field

COGLA completed a detailed geological and reservoir analysis of the Venture gas field. This analysis was incorporated into a reservoir description, then modelled using a reservoir simulation package. This allowed an extensive study of reservoir variations, gas flow characteristics, water movement and suitability for the selection of future production well sites.

A study of the occurrence of overpressuring on the Scotian Shelf was also completed. It identified many regional trends, and highlighted important relationships between well logging and the identification of abnormal pressures. This type of study is critical to drilling safety. It provides a better understanding of how overpressured gas reserves can be produced in anticipation of their contribution to offshore development. This study, along with other current research, will improve methods of determining reserve estimation, recovery efficiencies, reservoir descriptions and future completion practices.

## Hibernia Oil Field

A detailed geological and reservoir engineering study was initiated in response to certain conservation issues resulting from the Hibernia Development Plan Application by Mobil. The possibility of a natural miscible flood occurring in the Hibernia sands was highlighted in this study. Such a situation could improve the recovery efficiency for this reservoir. The study also suggested that the potential of the Avalon reservoir might be greater than originally thought. Proposed gas flaring was thought to be excessive, particularly in light of the use of the gas resource for reinjection, if the miscible flood plan is implemented.

This material was presented in a recommendation report to the CNOPB. The board incorporated these issues into the terms and conditions attached to its *Decision Report* issued in June 1986.

# Protection of the Worker

## Regulations and Guidelines

Since its inception in 1981, COGLA has administered regulations promulgated under the Oil and Gas Production and Conservation Act that concern the health and safety of petroleum workers on frontier lands. In 1984 Parliament passed legislation consolidating the many laws which had regulated occupational safety and health in the federal jurisdiction into one legislative authority – Part IV of the Canada Labour Code. COGLA is working with Labour Canada to develop safety and health regulations tailored to the petroleum sector. It is also working with the Canadian Coast Guard to ensure that the safety and health regulations governing the marine aspects of offshore exploration are equivalent to those provided for the drilling personnel.

COGLA participates on the Canadian Standards Association steering and technical committees to develop a code for the design, construction and installation of fixed offshore production platforms. The preliminary code is expected to be issued in 1987. It will contain standards that reflect modern technology and thereby ensure a basic level of safety for oil field workers.

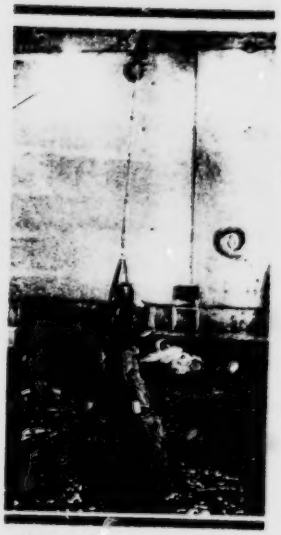
In September an updated version of the Guidelines and Procedures for Drilling for Oil and Gas on Frontier Lands was published. The document is intended to elaborate on pertinent regulations and departmental procedures and policies. It includes recently formulated guidelines on oil-based drilling muds, physical environmental programs, medical and first aid supplies and industry training requirements. The guidelines are enforced in Newfoundland and Labrador by the Canada-Newfoundland Offshore Petroleum Board and throughout the rest of the frontier lands by COGLA.

Work is currently under way to develop guidelines for subsea systems, floating production systems, fixed offshore structures, and for pipelines and other structures in Arctic regions.

## Standards for Mobile Offshore Drilling Units and Their Support Craft

Before allowing a mobile offshore drilling unit (MODU) to operate on Canada's frontier lands, a Letter of Compliance, or equivalent certification, from the Canadian Coast Guard (CCG) is required as evidence that the unit complies with the Canadian MODU standards. This is in addition to the certifications issued by the country of registry and the classification society.

Support craft must also be certified, and standby craft must carry special safety equipment and have a Letter of Compliance issued by the CCG. A draft of the standards respecting standby vessels is under review and is scheduled to be published in 1987.



*Offshore workers undergoing survival training.* Courtesy, P. Davis.

**STATUS OF REGULATIONS PERTAINING TO SAFETY OF THE WORKER**

| Regulations | Scope | Status |
|---|---|---|
| Canada Oil and Gas Drilling Regulations | To govern safety and inspection aspects of drilling operations on Canada's frontier lands. | Currently being amended to incorporate relevant safety recommendations from the Hickman Royal Commission report, mobile offshore drilling unit (MODU) standards and advances in technology and equipment. |
| Canada Oil and Gas Production and Conservation Regulations | To govern safety and conservation practices in operations undertaken for the production of oil and gas on Canada's frontier lands. | Draft regulations are currently at Privy Council Office for examination and approval. |
| Canada Oil and Gas Geophysical Regulations | To govern safety and inspection aspects of geophysical operations and protect the environment on Canada's frontier lands. | Final draft was discussed with industry. Preparing to submit to Privy Council Office for examination and approval. |
| Canada Oil and Gas Production Installations Regulations | To govern safety and inspection aspects of the design, construction and maintenance of production installations used in the development and production of oil and gas on Canada's frontier lands. | Currently being drafted. Specific requirements to be included in these regulations will be developed with the help of consultants. |
| Canada Oil and Gas Occupational Safety and Health Regulations | To govern under the Canada Labour Code occupational health and safety of workers employed in the exploration, production, conservation, processing or transportation of hydrocarbons. | Draft regulations are currently at Privy Council Office for examination and approval. |
| Canada Oil and Gas Safety and Health Regulations | To govern occupation health and safety of workers employed in the exploration, production, conservation, processing or transportation of hydrocarbons in areas not subject to the Canada Labour Code. | First draft in preparation. |
| Canada Oil and Gas Diving Regulations | To govern safety and inspection aspects of diving operations offshore Canada's frontier lands. | Draft regulations are currently at Privy Council Office for examination and approval. Promulgation expected in 1987. |
| Canada Oil and Gas Offshore Pipeline Regulations | To govern safety and inspection aspects of the design, construction and maintenance of pipelines offshore Canada's frontier lands. | Draft regulations are currently under internal review. |
| Canada Oil and Gas Land Pipeline Regulations | To govern safety and inspection aspects of the design, construction and maintenance of pipelines onshore Canada's frontier lands. | To be drafted after the Offshore Pipeline Regulations have been reviewed by Privy Council Office. |

# Protection of the Worker

*1986 open water trial of the 50-person Arctic Escape System.* Courtesy, Watercraft Offshore Canada Ltd.

## Offshore Safety Task Force

In April the federal government responded to the recommendations of the Hickman Royal Commission on the *Ocean Ranger* marine disaster and announced that most of the recommendations had been implemented in whole or in part. The Minister of Energy, Mines and Resources at the time also announced the establishment of a private sector task force to assist in preparing recommendations to Cabinet on the most difficult of the Hickman recommendations. These recommendations are under review.

In its report, submitted in July to the Minister of Energy, Mines and Resources, the task force recommended changes to the legislation relating to the safety of oil and gas activities in the offshore. Should the recommendations of the task force be accepted, industry, territorial governments, and the Atlantic Provinces would be consulted on implementation.

## Advisory Committees

In its effort to promote offshore safety, COGLA participates on various committees. The Frontier Lands Medical Advisory Committee oversees matters relating to offshore health, safety and medical support. It also assists in the development of COGLA regulations and directives affecting offshore health.

The Frontier Lands Safety Advisory Committee provides a joint government-industry forum for the review and promotion of safety-related matters concerning exploration and production activities on frontier lands. In 1986, this committee reviewed COGLA regulations and guidelines, medical guidelines, research and development programs, search and rescue capability, offshore standards and other safety-related matters.

## Geopressure Drilling Task Force (GDTF)

A COGLA-industry task force was formed during the year to review and respond to the concerns expressed in the COGLA-commissioned report, An Examination of Safety Procedures and Practices Used in Exploratory Drilling Operations Conducted in Abnormally Pressured Formations in the Scotian Shelf Area. The mandate of the GDTF was to examine industry's technology and operating practices and to recommend practices to promote safety in geopressured drilling. The major areas of study investigated by GDTF included pressure prediction, pressure detection, tubular design, well control equipment and procedures.

## Safety Training

In August the Canadian Petroleum Association, after consultation with the Canadian Association of Oilwell Drilling Contractors, published guidelines for the training and qualifications necessary for each position on mobile offshore drilling units on Canada's east coast. The guidelines will set minimum requirements for all operators in the east coast offshore. The guidelines are referenced in the September 1986 edition of Guidelines and Procedures for Drilling for Oil and Gas on Frontier Lands.

COGLA also serves on a technical committee comprising the Petroleum Industry Training Service, the Canadian Association of Oilwell Drilling Contractors and other industry associations tasked with the development of a worker training program to protect against hydrogen sulphide. The program will familiarize oil field workers with the extremely toxic nature of hydrogen sulphide gas and instruct them in the procedures essential to safeguard human life when the gas is encountered.

## Inspections

On-site inspections of each drilling unit are made during drilling operations to assess the safety and effectiveness of the operation and to ensure compliance with regulations and guidelines. In 1986 COGLA conducted 114 drilling unit inspections.

Periodic inspections were carried out at Norman Wells to ensure that the central processing facilities, refinery and other field facilities were operating safely and efficiently. A COGLA inspector was stationed on the *Molikpaq*, Gulf's mobile arctic caisson, during the period of the Amauligak I-65B extended flow test to monitor operations and to ensure compliance of the conditions imposed on the test.

Atmospheric Environment Service (AES) meteorological officers inspected and approved the installation of meteorological instruments on COGLA's behalf whenever drilling units were in port. When drilling units are on location, AES officers make regular inspections that include assessing meteorological observation procedures and verifying the calibration of instruments.

## Contingency Planning

Under the Canada Oil and Gas Drilling Regulations, operators must provide contingency plans for emergencies. These plans cover various emergencies, such as: serious injury or death, fire, blowouts, loss or damage to the drilling unit and support craft, well control problems, pollution threats, hazards posed by ice encroachment, and collision with other vessels

As in previous years, the operators conducted communications and practical field deployment exercises to test company and industry contingency plans. On one occasion, the collision avoidance procedures of an operator were tested by simulating a vessel approaching a drilling unit on a steady course. Inspectors located onshore and on the drilling unit monitored the company's response to an imminent collision as developments were presented to them from a scripted scenario.

In the Beaufort Sea, Gulf, Esso and Dome continued their cooperative arrangements for search and rescue, evacuation and response procedures for emergency situations.

## Lost-Time Accidents

The number of lost-time accidents (LTAs) per million person-hours worked is used by industry and government agencies to compare the frequency of injury to personnel engaged in various industries.

In addition to the LTAs listed in the accompanying table, 26 others were reported on the frontier lands in exploration-related activities. Most of these occurred in the operators' support base.

There were no fatalities associated with oil and gas exploration in 1986.

## Sea Ice and Icebergs

The 1985-86 ice season on the east coast differed markedly from the previous season. In 1986 the pack ice over the Hibernia area was looser and did not extend as far south. By the first of April, when the ice had retreated from the drilling area, only 1 000 hours of drilling time had been lost, compared with 8 000 in 1985. In 1986 only one hour of drilling time was lost due to icebergs on the Grand Banks, down from 43 days the previous year. On the Scotian Shelf ice caused no interruptions of drilling.

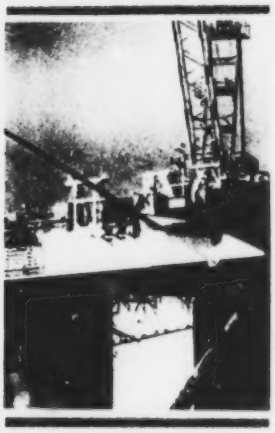
In the Beaufort Sea, thick ice floes struck the *Molikpaq* at the Amauligak site three times. Drilling operations were shut down twice and the crew was evacuated without incident. In the Beaufort Sea, ice breakup in July was a week early and open water conditions in August and September were more extensive than usual. The *Gulf Beaufort* remained at Amauligak until the extended flow test was completed in mid-September.

**LOST-TIME ACCIDENTS ON FRONTIER LANDS, 1986**

| | Person-Hours at Work Site | | Lost-Time Accidents | | Accident Rate (LTA/Millions of Person-Hours) | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | Drilling Unit | Standby/ Supply Vessel | Drilling Unit | Standby/ Supply Vessel | Drilling Unit | Standby/ Supply Vessel |
| Mainland Territories | 347 556 | N/A | 8 | N/A | 23.02 | N/A |
| Mackenzie Delta and Beaufort Sea | 1 150 800 | 344 428* | 27 | 5 | 23.46 | 14.52 |
| Arctic Islands and Eastern Arctic Offshore | 87 840 | N/A | 6 | N/A | 68.31 | N/A |
| Grand Banks and Labrador Sea | 1 065 928 | 416 294 | 13 | 13 | 12.20 | 31.23 |
| Nova Scotia Offshore | 652 120 | 217 018 | 20 | 4 | 30.67 | 18.43 |
| Total | 3 304 244 | 977 740 | 74 | 22 | 22.40 | 22.50 |

**Estimated.*

# Protection of the Worker



*The Preferred Orientation Displacement (PROD) device installed on Husky/Bow Valley's* Bow Drill 3.

## Research and Development

Research and development (R&D) is essential to COGLA's regulatory functions. Established technologies are often used in unusual environments, and new technologies often need to be developed, assessed and implemented for Canadian conditions.

The Program for Energy Research and Development (PERD) ensures, through R&D, that there is suitable technical knowledge for the federal government to fulfil its responsibilities relating to the supply of crude oil, natural gas and electricity.

In 1986 COGLA administered several major R&D projects under the PERD program, chaired the PERD Marine Engineering R&D Committee and was active on the geoscientific, offshore geotechnical, materials, transport and environment committees. Research studies and projects were initiated on rig evacuation; ice structure interaction; protection of pipelines; standards for the design, construction and installation of offshore structures; the recovery of rescue craft and lifeboats; and an improved personnel transfer basket.

## Preferred Orientation and Displacement (PROD) Lifeboat Launching System

The PROD system, developed by the U.K. lifeboat manufacturer Water Craft Ltd., is an add-on device that moves a lifeboat out and away from the drilling unit as it is being lowered. This minimizes the risk of collision between the lifeboat and the drilling unit.

This R&D program responds to recommendation 22 of the *Ocean Ranger* report, which asked that a system be developed, with the utmost priority, to evacuate people from rigs safely.

Since 1985 COGLA has cooperated with the east coast operators and the governments of Nova Scotia and Newfoundland and Labrador in the funding of full-scale sea trials of PROD aboard *Bow Drill 3*. COGLA contributed 45 per cent of the funds. The U.K. Department of Energy also joined the project later and contributed monetarily.

Sea trials finished in October after 64 successful launches. Results of the test program confirmed that the PROD concept is suitable for use on mobile offshore drilling units and, with modifications, may also be applicable to offshore production platforms. COGLA anticipates that the concept will be approved for installation in early 1987.

## Personnel Transfer Basket

A joint government-industry project, initiated in 1985 to develop an improved personnel transfer basket, is scheduled for completion in 1987.

The improved basket has been designed to provide a safer method of transferring people between a drilling unit and its standby vessel. A helicopter or the rig crane is used to support the basket during transfers.

## Arctic Escape System

A prototype of the Arctic Escape System (AES) was constructed in 1986. The vehicle can evacuate 50 people from a drilling unit and move across open water, unconsolidated ice and ice rubble fields known to build up around drilling units in the Arctic. After preliminary stability trials, the vehicle was shipped to Tuktoyaktuk where it underwent field trials, and further north in Viscount Melville Sound where it was tested in pack ice by the Canadian Coast Guard. The AES exceeded the design performance criteria. It generated a large quantity of performance data that will be useful in modifying the design to improve passenger comfort.

The system was jointly funded by Canadian and American arctic petroleum operators, the Department of Regional and Industrial Expansion, and by COGLA through the Program on Energy Research and Development of EMR.

## Fast Rescue Craft Deployment Project

Early in 1986 COGLA participated in a study of east coast standby vessels to assess their capability to safely launch and recover their fast rescue craft (FRC) in seas up to eight metres. These boats have good sea-keeping qualities and are used to recover people from the water or from lifeboats.

The second phase of this joint government-industry project involves modifying a standby vessel and conducting sea trials to assess the effect on the ship's capability to safely deploy its FRC and crew.

## Protection of Drilling Structures in the Arctic

Recent ice events at the site of the *Molikpaq* have shown the importance of a proper understanding of soil behavior and the use of suitable mathematical models for building safe structures in the Beaufort Sea. Predictions on ice-soil, seabed-structure interactions differed from the actual behavior of the *Molikpaq* structure. COGLA will be participating in several studies to learn more about the analysis of seabed-structure interaction.

# Protection of the Environment

## On the East Coast

### Hibernia Environmental Review

In December 1985 the Hibernia Environmental Assessment Review Panel issued its report evaluating the environmental and social effects of the Hibernia Development Project. The report, containing 50 recommendations, concluded that the Hibernia Development could go ahead safely. In January COGLA, the Newfoundland-Labrador Petroleum Directorate and the CNOPB started a joint review of the panel's report and recommendations.

COGLA's review of the environmental aspects of the report was incorporated into the CNOPB's *Decision Report*. The CNOPB required that Mobil prepare an environmental protection plan for CNOPB approval to describe the environmental protection measures and programs proposed for the Hibernia project. The company will update the plan during evaluation of the design as details are defined or as procedures for environmental management are confirmed.

### Georges Bank

Following the resolution of the international boundary dispute between Canada and the United States in 1984, industry expressed interest in conducting exploratory drilling on the Canadian Georges Bank.

At the request of the Canada - Nova Scotia Offshore Oil and Gas Board, COGLA undertook an evaluation of the environmental effects associated with proposed exploratory drilling. The evaluation, or screening statement, was completed with technical assistance from the Canada - Nova Scotia Environmental Coordinating Committee, which includes representation from federal and provincial departments that have an interest in the management of offshore resources.

The screening statement concluded that exploratory drilling could take place safely, provided that certain operating conditions, to be addressed during the regulatory approvals process, were implemented.

The report was released in May 1986 and fulfilled the federal Environmental Assessment Review Process requirement that projects such as offshore exploration be screened to identify potential adverse environmental effects. A technical backgrounder to the screening statement was also prepared and released which considered the environmental implications of renewed exploration on Georges Bank.

Both reports were distributed to the oil and gas industry, the fishing industry, other government agencies in Canada and the United States, and the public. Texaco, the company interested in exploratory drilling on Georges Bank, initiated public consultation in the fall.

*Exercise conducted into oil spill contingency measures.* Courtesy, B. Bailey.

## On the West Coast

### Environmental Review Panel

In April the West Coast Offshore Exploration Environmental Assessment Panel issued its report on offshore hydrocarbon exploration in Queen Charlotte Sound, Hecate Strait and Dixon Entrance off British Columbia. The panel concluded that exploration could proceed in an environmentally acceptable manner, subject to certain recommendations.

A federal committee chaired by COGLA was established in May to coordinate the federal government's response to the panel's recommendations. The British Columbia Ministry of Energy, Mines and Petroleum Resources formalized and consolidated the provincial review. The ministry and COGLA are coordinating the preparation of an intergovernmental response that will be submitted to the ministers of energy in early 1987.

## In the North

### Bent Horn

In 1986 Panarctic again received approval to extract and ship oil from Bent Horn. The Canadian

# Protection of the Environment

*Cape Scott on Vancouver Island.* Courtesy, D. Hardie.

*Giant mussels on Queen Charlotte Island.* Courtesy, D. Hardie.

Coast Guard reviewed Panarctic's updated Maritime Contingency Plan, while COGLA, in consultation with the Department of Indian Affairs and Northern Development, reviewed and approved the company's revised Environmental Protection Plan.

**Amauligak I-65B Extended Flow Test and Transportation**

In April Gulf received approval to conduct an extended flow test from the I-65B well and to ship the oil west through the Beaufort Sea.

COGLA coordinated and participated in the review of Gulf's environmental alert procedures manual and oil spill contingency plans. These were developed specifically for the project by the company with the support of other federal government agencies, including the Government of the Northwest Territories. Review of these documents and environmental operating terms and conditions for the project were also developed in consultation with the Environmental Impact Screening Committee of the Committee for Original Peoples Entitlement.

## Consultations

**Guidelines**

In 1986 COGLA was active in preparing guidelines in consultation with industry and other government departments for the treatment and discharge of wastes from exploration and production operations. The guidelines will detail and facilitate the application of regulations to protect the marine environment from toxic chemicals. These regulations include the Canada Oil and Gas Drilling Regulations, the Canada Oil and Gas Production and Conservation Regulations, and the Canada Oil and Gas Offshore Pipeline Regulations. Detailed environmental screening procedures for petroleum activities under the Federal Environmental Assessment and Review Process were also prepared.

Other environmental guidelines to address environmental monitoring objectives and procedures for oil spills are being prepared. Guidelines dealing with well site surveys, meteorological, oceanographic and ice programs, contingency planning, and the use of explosives and oil-based drilling muds continue to be evaluated and updated periodically.

**Environmental Consultation**

The new Canadian Environmental Committee on Petroleum Activities, the forum for interdepartmental liaison on environmental matters, was established in the summer of 1986. It replaces the Resource Management Environmental Committee. Its members represent COGLA, including its regional offices, federal-provincial offshore boards, and five federal government departments: Energy, Mines and Resources, Indian Affairs and Northern Development (Northern Affairs Program), Environment, Fisheries and Oceans, and Transport. The committee's chief concerns are exchange of information, development of technical guidelines, and consistency of the environmental regime for oil and gas on the frontier lands.

## Environmental Assessment

In 1986 COGLA continued to be an active member of the Federal Environmental Assessment Review Office Committee on Environmental Assessment and is also active on several technical subcommittees with responsibility for evaluating environmental impact assessment methodologies, techniques, processes and procedures as they relate to activities on Canada's frontier lands.

## Environmental Studies Revolving Funds (ESRF)

The ESRF supports environmental and social studies related to oil and gas developments on frontier lands. The program focuses exclusively on research needed for decision making in oil and gas exploration and development. The program, administered by COGLA, is funded through a levy on oil and gas companies that hold interests on frontier lands.

Under the Canada Petroleum Resources Act, the name of the program will become the Environmental Studies Research Fund. The ESRF advisory boards will become one management board with one chairperson. Currently, the boards are chaired alternately by DIAND and COGLA representatives. The membership of the new management board will be expanded to include representatives of the Canada-Newfoundland Offshore Petroleum Board, the Canada - Nova Scotia Offshore Oil and Gas Board, representatives from the appropriate territories and provinces and two members of the public. The management board will meet at least twice a year. An executive committee consisting of the board chairperson, vice chairperson and a third member will handle short-term issues.

ESRF addresses 'environmental' issues in the broadest possible sense – including physical, biological and socioeconomic studies. About 60 studies were under way in 1986.

In 1986 the ESRF had a budget of $2.3 million for six studies, compared with $4.2 million for 40 studies in 1985 and $6.6 million for 36 studies in 1984.

Some of the studies currently under way or recently completed include:

- *Nearshore Sediment Dynamics in the Beaufort Sea*. This field study is investigating sediment transport processes in shallow water areas. The geotechnical and oceanographic data collected will be used to determine engineering design criteria for offshore structures and pipelines.
- The *Beaufort Sea Dispersant Trial*. Four crude oil spills were created. The spills were treated with two different commercial dispersants sprayed from helicopters to determine the effectiveness of this countermeasure in Arctic open water.
- *Distribution of Bowhead Whales in Relation to Hydrometeorological Events in the Beaufort Sea*. This study reported the results of an investigation of the relationship between the observed distribution of bowheads in the Canadian portion of the Beaufort Sea and the physical and meteorological patterns that might affect the distribution of zooplankton. The study aimed to identify easily monitored parameters that could be used to predict bowhead distribution and to explain possible interaction between the whales and nearby oil and gas industry activities.
- *Family Life Adaptations to Offshore Oil and Gas Employment*. This study documented the responses of families living in Newfoundland to rotational patterns of work associated with offshore oil and gas employment. Recommendations were made to alleviate possible problems.
- *The Use of Water Cannon in the Management of Small Ice Masses*. This study involves the installation and testing of high-pressure water cannon on a supply vessel off the east coast. This method of controlling small ice masses is an adaptation of technology developed for fire fighting offshore. It will provide an extra margin of safety by quickly and effectively intercepting and controlling small ice masses without putting the vessel's crew at risk.

*Iceberg located in Lancaster Sound, NWT.*

## Offshore Incidents

### Minuk I-53

A report was issued in 1986 on an incident the previous September at Esso's Beaufort Sea Minuk I-53 sacrificial beach island (SBI). The report concluded that although the island performed to its design specifications, a review of the design wave climates used for future Beaufort SBIs should be undertaken. This recommendation was made in light of the storm that caused 60 per cent erosion and the spilling of about 380 cubic metres of diesel fuel. Recommendations also were made about operator and government alert procedures, as well as island construction and monitoring requirements for the open water season.

# Employment and Industrial Benefits

*Worker at Norman Wells.*

In late 1986, the Canada - Nova Scotia Offshore Oil and Gas Board approved the Guidelines for Canada Benefit Approvals and Reports negotiated with members of the Canadian Petroleum Association. These guidelines formalize and standardize the principles and procedures for operators on frontier lands offshore Nova Scotia. Specifically, these principles and procedures govern an operator's activities where the minister deems that a formal Canada benefits plan is not necessary. The guidelines also call for the simplified reporting format which has already been used for the 1985 annual reports. A modification of the new format was also used for benefit plan submissions that accompanied program proposals for Exploration Agreements or renewals issued during the year.

The territorial governments are reviewing benefit guidelines. In this vein, COGLA and branches of DIAND are working closely with the Energy Secretariat of the Government of the Northwest Territories to devise ways and means to permit Northerners to play a more active role in benefit matters.

Benefits are directly related to exploration and development activity. When the level of activity falls rapidly, as it did during 1986, there can be considerable hardship and dislocation, particularly in regions heavily dependent on the oil and gas industry.

Because of the downturn, the benefits in 1986 came about mainly from existing exploration programs nearing completion, unlike in previous years when they were the result of new programs getting started.

## Canadian Market Opportunities Program

The Canadian Market Opportunities Program (CMOP) represents the suppliers, buyers, contractors, consultants and associations that make up the petroleum industry.

CMOP has two principal objectives:

- to increase the participation of Canadian suppliers in petroleum industry activities; and,
- to encourage the development across Canada of domestic sources of supply for goods and services not currently provided by Canadians.

Since 1982 more than 70 organizations, including trade associations representing hundreds of industry members, have joined CMOP. COGLA supports this petroleum industry initiative and has representatives on the national executive and the Atlantic regional chapter.

## Northern Developments

Esso's recently expanded Norman Wells oil field project continued production in 1986, despite the slump in crude oil prices. Esso resumed its infill drilling program at Norman Wells, using the services of Shehtah Drilling Ltd., a native-owned company to drill an additonal 22 wells during the 1986 and 1987 drilling seasons.

The extended flow test by Gulf at Amauligak lengthened the work season and provided some unanticipated employment and contractual benefits. The large size of the discovery may bring many benefit opportunities once the price of oil rises sufficiently to encourage development of the field.

In the High Arctic, Panarctic's tanker shipment of crude petroleum to southern markets marked the second year of production from its Bent Horn project.

## East Coast Developments

On the east coast, the CNOPB approved the Hibernia Benefits Plan as submitted by Mobil. The plan calls for full and fair opportunity for Canadians, with first consideration for Newfoundlanders, to participate in the provision of goods, services and employment.

The $4.8 billion (1984 dollars) Hibernia project could result in significant economic benefits to the country since Canada can supply most of the required materials, equipment, services and contracting. Mobil has committed itself to several initiatives designed to improve the potential for Canadian contractors and suppliers to compete. The company completed its review of the Project Services Contractor and Topsides Engineering services require-

ments for Hibernia, short-listing five consortia. However, because of delays in the project, no further progress has been made on this or other major contracts such as the one for design and construction of the gravity base structure.

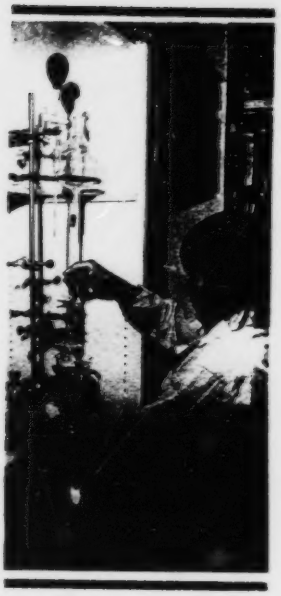
## Initiatives by Industry

COGLA continued to welcome and encourage industry initiatives that promise to bring economic benefits to Canadians and Canadian companies in the oil and gas sector. Such initiatives include:

- The design and manufacture of a new generation of helicopter immersion suits by Shell and Albatross Manufacturing Limited. Albatross, a division of the Nova Scotian company Marine Equipment Limited, contracted the sale of 60 suits to Shell. Performance testing has shown that these suits may be the first to receive approval under the new standards established by the Canada General Standards Board.
- A water cannon testing program, conceived and run by Husky/Bow Valley, to evaluate the effectiveness of water cannons in controlling drift speed and the direction of growlers, bergy bits and small icebergs. Test results proved that ice masses up to 45 000 tonnes can be controlled.
- Sixty-four successful unmanned PROD launches off the drilling unit *Bow Drill 3*, conducted by Husky/Bow Valley.

## Task Force on Program Review

In response to recommendations of the Nielsen Task Force, the Minister of Energy, Mines and Resources, and the Minister of Regional Industrial Expansion are reviewing how best to cooperate on petroleum development matters that affect their departments. Examples of activities affected by this review are the Ocean Industry Development Centre and the Canada-Newfoundland Offshore Development Fund, both of which are relevant to the east coast offshore energy sector.



*Ice research being conducted at Pond Inlet.* Courtesy, N. Avery.

**TOTAL 1986 PETROLEUM-RELATED EMPLOYMENT ON FRONTIER LANDS**

| | Total* Work Force | Canadian | Per Cent Canadian |
|---|---|---|---|
| Mainland Territories (Yukon and N.W.T.) | 583 | 583 | 100.0 |
| Mackenzie Delta and Beaufort Sea | 1 963 | 1 955 | 99.6 |
| Arctic Islands and Eastern Arctic Offshore | 237 | 237 | 100.0 |
| Grand Banks and Labrador Sea | 1 580 | 1 521 | 96.3 |
| Nova Scotia Offshore | 904 | 855 | 94.6 |
| Total | 5 267 | 5 151 | 97.8 |

**Calculated at peak levels of employment. Does not represent person-years of work.*

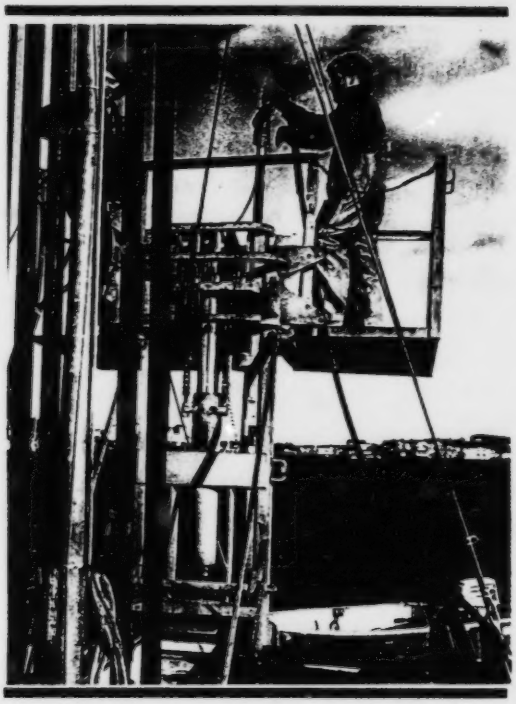
**TOTAL 1986 PETROLEUM EXPENDITURES ON FRONTIER LANDS**

| | Exploration* ($M) | Development ($M) | Production ($M) | Total ($M) | Canadian ($M) | Per Cent** Canadian |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Mainland Territories (Yukon and N.W.T.) | 65.2 | 14.3 | 5.6 | 85.1 | 80.0 | 94.0 |
| Mackenzie Delta and Beaufort Sea | 406.1 | 0 | 0 | 406.1 | 324.9 | 80.0 |
| Arctic Islands and Eastern Arctic Offshore | 34.5 | 0 | 0.6 | 35.1 | 31.6 | 90.0 |
| Grand Banks and Labrador Sea | 351.1 | 0 | 0 | 351.1 | 207.2 | 59.0 |
| Nova Scotia Offshore | 177.7 | 0 | 0 | 177.7 | 101.3 | 57.0 |
| Total | 1 034.6 | 14.3 | 6.2 | 1 055.1 | 745.0 | 70.6 |

**Includes geophysical expenditures.*
***Historical estimates.*

# Nonfuel Minerals

# Regional Statistical Summary



*Offshore mineral exploration in Nova Scotia.*


Frontier Lands . . . . . 27
Mainland Territories . . . . . 28
Mackenzie Delta and Beaufort Sea . . . . . 31
Arctic Islands and Eastern Arctic Offshore . . . . 34
Nova Scotia Offshore . . . . . 36
Appendix I . . . . . 39


The Ocean Mining Division manages offshore nonfuel mineral interests on frontier lands that are the administrative responsibility of the Department of Energy, Mines and Resources. Their efforts include developing and disseminating information on the exploration and development of offshore nonfuel minerals, and establishing an attractive investment climate through implementation of simple, uniform regulations on offshore frontier lands in close cooperation with the coastal provinces. The division was transferred from COGLA headquarters to the Mineral Policy Sector of Energy, Mines and Resources in October 1986.

# Frontier Lands

Statistical Summary

| ACTIVITY STATUS ON FRONTIER LANDS | 1982 | 1983 | 1984 | 1985 | 1986 |
|---|---|---|---|---|---|
| Exploration Agreements Concluded | 47 | 73 | 47 | 5 | 23 |
| Wells Spudded | 56 | 95 | 120 | 99 | 60 |
| Metres Drilled | 120 673 | 187 969 | 241 298 | 207 896 | 150 404 |
| Wells Terminated | 52 | 90 | 123 | 103 | 70 |
| Significant Discoveries | 9 | 5 | 11 | 15 | 14 |
| Geophysical Programs Run | 90 | 84 | 65 | 55 | 15 |
| km Shot | 117 803 | 106 749 | 63 817 | 57 091 | 11 001 |
| Rig-Months | 148 | 195 | 236 | 199 | 133 |

| FRONTIER LANDS RESOURCE INVENTORY | OIL* | | GAS | |
|---|---|---|---|---|
| | Discovered (millions of $m^3$) | Potential | Discovered (billions of $m^3$) | Potential |
| West Coast | 0 | 50 | 0 | 270 |
| Mainland Territories | 51.0 | 95 | 23.3 | 312 |
| Mackenzie Delta and Beaufort Sea | 193.2 | 1 464 | 292.8 | 2 151 |
| Arctic Islands and Eastern Arctic Offshore | 65.7 | 873 | 416.4 | 3 156 |
| Hudson Bay | 0.0 | 127 | 0.0 | 88 |
| Grand Banks and Labrador Sea | 176.5 | 1 733 | 146.8 | 1 286 |
| Nova Scotia Offshore | 22.1 | 318 | 150.6 | 663 |
| Total | 508.5 | 4 660 | 1 029.9 | 7 926 |

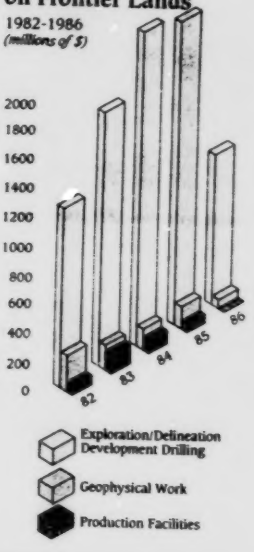
**Includes condensate.*

| OIL AND GAS PRODUCTION ON FRONTIER LANDS | 1982 | 1983 | 1984 | 1985 | 1986 |
|---|---|---|---|---|---|
| Oil Production (thousands of $m^3$) | | | | | |
| Norman Wells | 173 | 169 | 175 | 949 | 1 411 |
| Bent Horn | – | – | – | 30 | 17 |
| Amauligak | – | – | – | – | 50 |
| Gas Production (millions of $m^3$) | | | | | |
| Pointed Mountain | 206 | 181 | 194 | 226 | 205 |
| Norman Wells | 56 | 46 | 41 | 227 | 188 |

**Petroleum Expenditures on Frontier Lands**

1982-1986

*(millions of $)*



# Mainland Territories

## Statistical Summary

| ACTIVITY STATUS | 1982 | 1983 | 1984 | 1985 | 1986 |
|---|---|---|---|---|---|
| Wells Spudded | | | | | |
| Exploratory/Delineation | 0 | 4 | 18 | 15 | 14 |
| Development | 30 | 57 | 67 | 39 | 14 |
| Total | 30 | 61 | 85 | 54 | 28 |
| Wells Terminated* | | | | | |
| Exploratory/Delineation | 1 | 3 | 15 | 17 | 14 |
| Development | 28 | 57 | 69 | 38 | 14 |
| Total | 29 | 60 | 84 | 55 | 28 |
| Metres Drilled | 26 457 | 48 598 | 80 804 | 53 924 | 36 289 |
| Exploratory/Delineation | 2 461 | 3 608 | 28 769 | 23 968 | 24 401 |
| Development | 23 996 | 44 990 | 52 035 | 29 956 | 11 888 |
| Geophysical Programs Run | 8 | 12 | 20 | 17 | 7 |
| km Shot | 3 500 | 2 720 | 5 371 | 5 819 | 2 095 |

** In the mainland territories, where exploratory operations are generally restricted to the winter months, a well is deemed to be terminated in the year in which it reaches total depth, even though it may be re-entered in the following year for testing.*

| RESOURCES STATUS | 1982 | 1983 | 1984 | 1985 | 1986** |
|---|---|---|---|---|---|
| Discovered Resources* | | | | | |
| Gas (billions of $m^3$) | 55.2 | 30.5 | 21.2 | 21.4 | 23.3 |
| Oil (millions of $m^3$) | 44.5 | 44.2 | 52.3 | 51.0 | 51.0 |
| Gas and Oil Production | | | | | |
| Pointed Mountain Gas (millions of $m^3$) | 206 | 181 | 194 | 226 | 205 |
| Norman Wells Gas (millions of $m^3$) | 56 | 46 | 41 | 227 | 188 |
| Norman Wells Oil (thousands of $m^3$) | 173 | 169 | 175 | 949 | 1 411 |

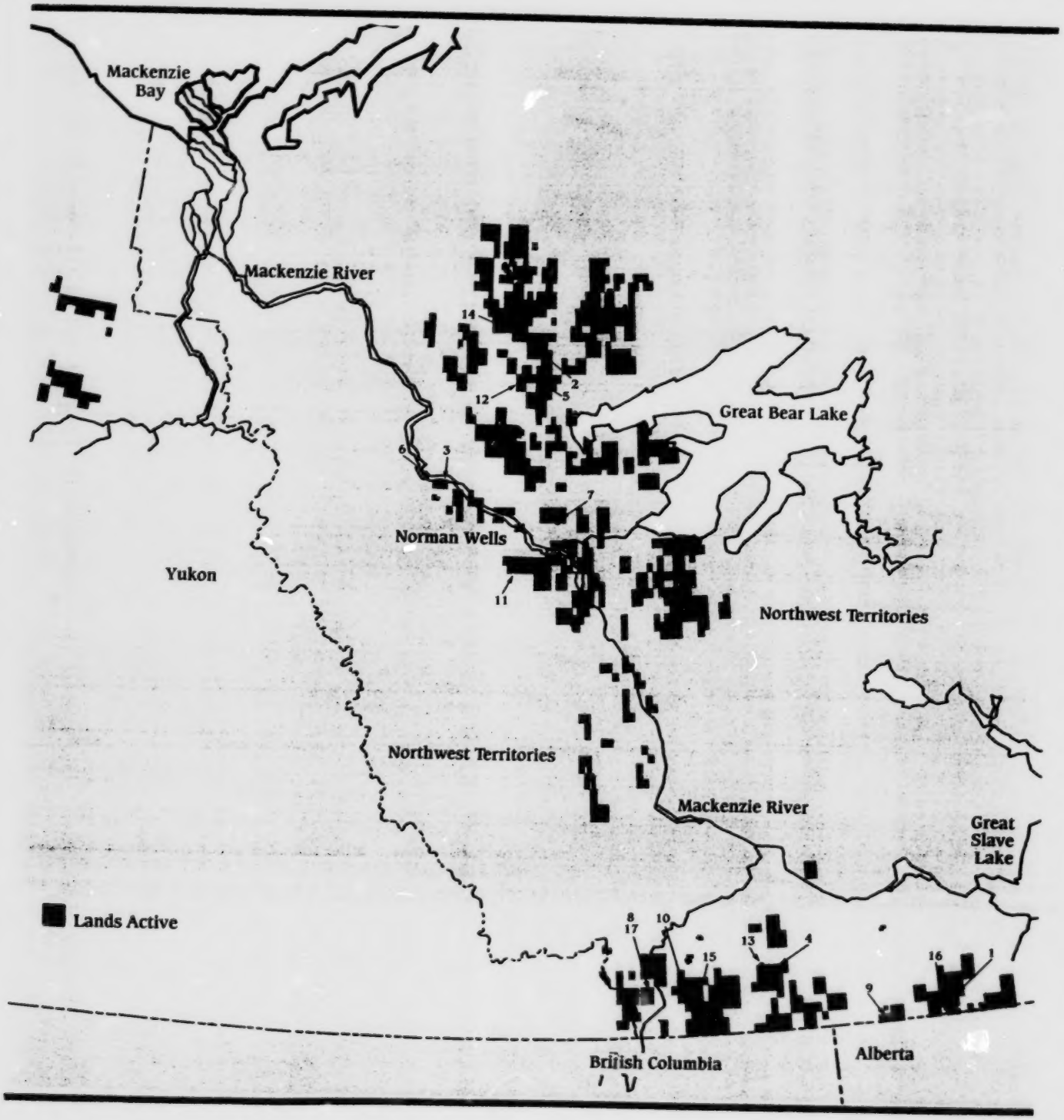
** As reported in previous years.*
*** Includes new discoveries and revisions to previous estimates.*

| BENEFITS STATUS | 1982 | 1983 | 1984 | 1985 | 1986 |
|---|---|---|---|---|---|
| Rigs Active | 4 | 5 | 14 | 11 | 11* |
| Rig-Months | 31 | 27 | 47 | 31 | 33 |
| Money Spent ($M) | | | | | |
| Geophysical | 31.8 | 26.3 | 48.2 | 60.0 | 11.1 |
| Exploratory/Delineation Drilling | 21.0 | 12.5 | 49.5 | 69.3 | 54.1 |
| Development Drilling | 31.0 | 24.9 | 72.1 | 35.2 | 14.3 |
| Production Facilities | 133.7 | 159.8 | 86.1 | 23.5 | 5.6 |
| Total | 217.5 | 223.5 | 255.9 | 188.0 | 85.1 |

** One rig worked in both the mainland territories and Mackenzie Delta.*

| LAND STATUS | 1982 | 1983 | 1984 | 1985 | 1986 |
|---|---|---|---|---|---|
| Exploration Agreements (EAs) Concluded | 0 | 27 | 7 | 0 | 0 |
| Total EAs Active* | 0 | 27 | 34 | 34 | 30 |
| Lands Negotiated into EAs (millions of ha) | 0 | 7.4 | 1.4 | 0 | 0 |
| Lands Relinquished/Surrendered | N/A | N/A | 0.1 | 3.1 | 3.3 |
| Lands Active* | 18.2 | 13.7 | 12.3 | 9.2 | 5.7 |

** Includes declared significant discovery areas.*


Mackenzie Bay
Mackenzie River
Great Bear Lake
Norman Wells
Yukon
Northwest Territories
Northwest Territories
Mackenzie River
Great Slave Lake
Lands Active
British Columbia
Alberta
14
2
12
5
6
3
7
11
8
17
10
15
13
4
16
1
9

# Mainland Territories

| Map No. | Name of Well | Latitude Longitude | Drilling Unit | Spudded, Reentered, Terminated | Status, Results | Total Depth (in m) |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Paramount et al.<br>Cameron Hills I-10 | 60°09'39"N<br>117°30'04"W | *Arnco 1*<br><br>*Cactus 21*<br><br>*Poncho 103* | 85-02-19<br>85-04-02<br>86-01-31<br>86-03-07<br>86-03-16<br>86-03-31 | Plugged & suspended,<br>gas discovery | 1 613 |
| 2 | PCI Canterra<br>Tweed Lake A-67<br>(Tweed Lake delineation) | 66°56'12"N<br>125°56'19"W | *Atcol Equtak 76*<br><br>*Roll'n 33* | 85-11-13<br>85-12-23<br><br>86-02-05<br>86-03-09 | Plugged & suspended,<br>gas | 1 347 |
| 3 | AT&S Texaco<br>Maida Creek 20-65 | 65°34'53"N<br>128°11'47"W | *Jade 5* | 85-12-24<br>86-01-10 | Plugged & abandoned | 685 |
| 4 | Sulpetro et al.<br>Trout Lake F-08 | 60°37'15"N<br>121°01'24"W | *Canadrill 2* | 86-01-13<br>86-02-15 | Plugged & abandoned | 1 755 |
| 5 | PCI Canterra<br>Nogha O-47 | 66°36'52"N<br>125°53'19"W | *Atcol Equtak 76* | 86-01-13<br>86-02-17 | Plugged & abandoned | 1 416 |
| 6 | AT&S Texaco<br>Carcajou O-25 | 65°34'51"N<br>128°19'35"W | *Jade 5* | 86-01-14<br>86-01-30 | Plugged & abandoned | 760 |
| 7 | PCI<br>K'alo B-62 | 65°11'03"N<br>125°27'05"W | *Bawden 52* | 86-01-24<br>86-03-18 | Plugged & abandoned | 1 985 |
| 8 | Northcor et al.<br>Liard F-25 | 60°24'22"N<br>123°35'08"W | *Bawden 33* | 86-01-25<br>86-08-05 | Plugged & abandoned | 3 146 |
| 9 | Coho Home<br>Silt Lake South 2G-21 | 60°00'28"N<br>118°49'23"W | *SDS 4* | 86-02-02<br>86-02-11 | Plugged & abandoned | 410 |
| 10 | NSM et al.<br>Arrowhead D-50 | 60°29'15"N<br>122°54'13"W | *Spartan 7* | 86-02-08<br>86-04-01 | Plugged & abandoned | 2 901 |
| 11 | NSM et al.<br>Blueberry Creek K-53 | 64°42'34"N<br>126°25'43"W | *Spartan 12* | 86-02-08<br>86-04-04 | Plugged & abandoned | 2 965 |
| 12 | PCI Canterra<br>Bele O-35 | 66°34'58"N<br>126°21'32"W | *Jade 5* | 86-02-14<br>86-04-02 | Plugged & suspended,<br>gas discovery | 1 384 |
| 13 | Sulpetro et al.<br>Trout Lake J-29 | 60°38'34"N<br>121°19'14"W | *Canadrill 2* | 86-02-23<br>86-03-20 | Plugged & abandoned | 1 663 |
| 14 | PCI et al.<br>N.W. Tweed Lake C-12<br>(Tweed Lake delineation) | 67°01'02"N<br>126°03'03"W | *Atcol Equtak 76* | 86-02-25<br>86-04-02 | Plugged & abandoned | 1 365 |
| 15 | Northcor<br>Celibeta B-25 | 60°24'13"N<br>122°34'20"W | *Badger 1* | 86-03-09<br>86-03-20 | Plugged & abandoned | 810 |
| 16 | Paramount et al.<br>Cameron C-50 | 60°09'04"N<br>117°38'41"W | *Cactus 21* | 86-03-09<br>86-03-26 | Plugged & suspended,<br>gas discovery | 1 569 |
| 17 | Northcor et al.<br>Liard F-25A | 60°24'22"N<br>123°35'08"W | *Bawden 33* | 86-08-05 | Testing,<br>gas discovery | 3 478 |

*In 1986 abandonment operations were completed for the AT&S Carcajou D-05 well which had been suspended in 1985.*

# Mackenzie Delta and Beaufort Sea

## Statistical Summary

| ACTIVITY STATUS | 1982 | 1983 | 1984 | 1985 | 1986 |
|---|---|---|---|---|---|
| Wells Spudded | | | | | |
| Exploratory/Delineation | 8 | 11 | 6 | 19 | 17 |
| Wells Terminated* | | | | | |
| Exploratory/Delineation | 8 | 4 | 12 | 16 | 24 |
| Metres Drilled | | | | | |
| Exploratory/Delineation | 23 580 | 37 381 | 31 682 | 48 370 | 48 016 |
| Geophysical Programs Run | 10 | 9 | 13 | 8 | 5 |
| km Shot | 6 355 | 7 684 | 7 959 | 4 700 | 4 756 |

**In the Beaufort Sea, where operations from floating vessels are seasonal and could take place over a number of seasons for a given well, a well is deemed to be terminated in the year in which it reaches total depth.*

| RESOURCES STATUS | 1982 | 1983 | 1984 | 1985 | 1986** |
|---|---|---|---|---|---|
| Discovered Resources* | | | | | |
| Gas (billions of $m^3$) | 254.8 | 286.5 | 279.5 | 284.2 | 292.8 |
| Oil (millions of $m^3$) | 111.3 | 133.0 | 130.4 | 183.1 | 193.2 |
| Oil Production | | | | | |
| Amauligak (thousands of $m^3$) | N/A | N/A | N/A | N/A | 50.4 |

**As reported in previous years.*
***Includes new discoveries and revisions to previous estimates.*

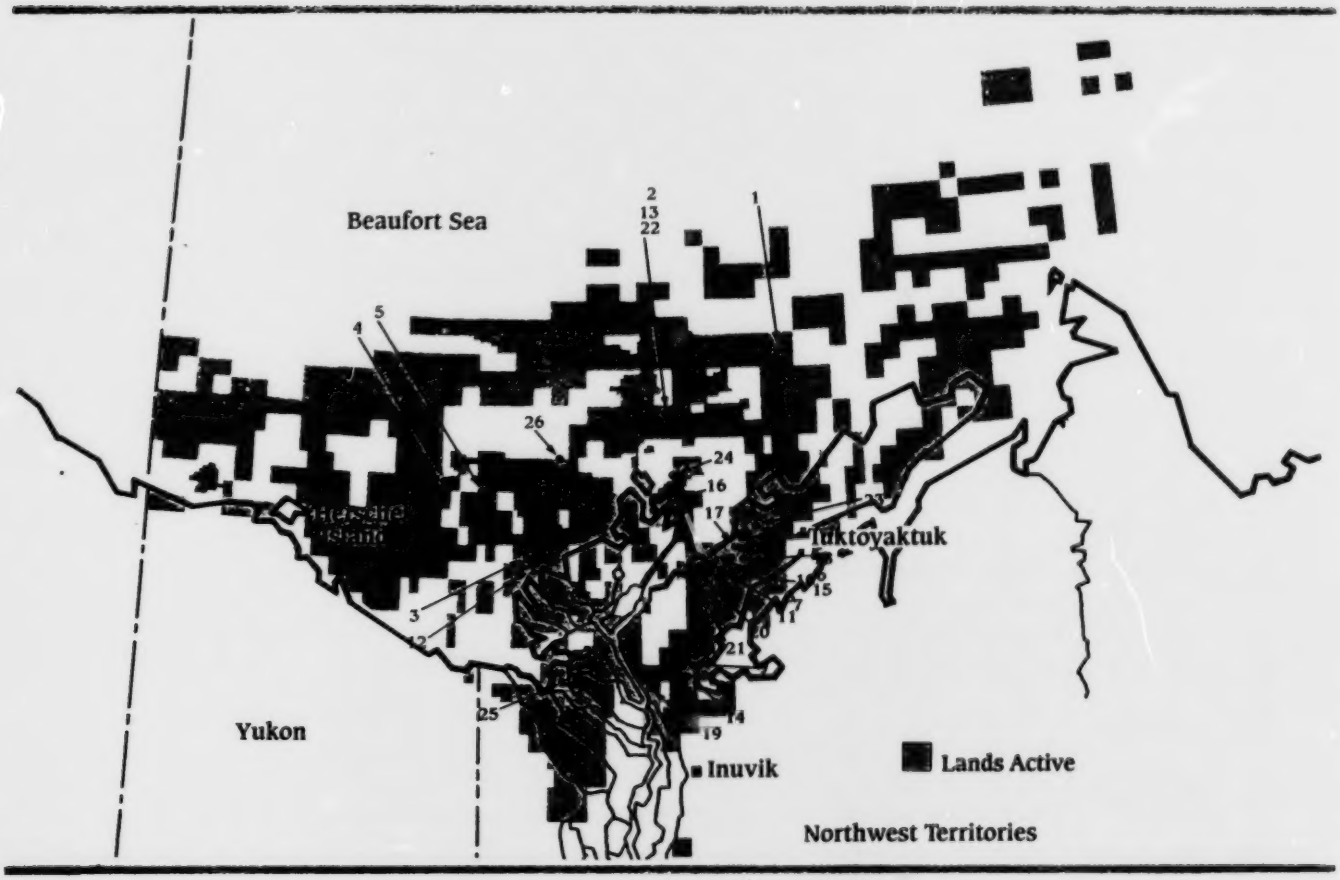
| BENEFITS STATUS | 1982 | 1983 | 1984 | 1985 | 1986 |
|---|---|---|---|---|---|
| Rigs Active | 8 | 9 | 11 | 13 | 11* |
| Rig-Months | 28 | 31 | 39 | 43 | 43 |
| Money Spent ($M) | | | | | |
| Geophysical | 18.3 | 28.1 | 27.2 | 38.4 | 14.6 |
| Exploratory/Delineation Drilling | 600.0 | 629.8 | 786.4 | 760.5 | 391.5 |
| Total | 618.3 | 657.9 | 813.6 | 798.9 | 406.1 |

** One rig worked both in the Mackenzie Delta and in the Mainland Territories.*

| LAND STATUS | 1982 | 1983 | 1984 | 1985 | 1986 |
|---|---|---|---|---|---|
| Exploration Agreements (EAs) | | | | | |
| Concluded | 6 | 9 | 9 | 0 | 0 |
| Total EAs Active* | 6 | 15 | 24 | 23 | 23 |
| Lands Negotiated into EAs | | | | | |
| (millions of ha) | 2.3 | 6.8 | 1.8 | 0 | 0 |
| Lands Relinquished/Surrendered | N/A | N/A | 0.3 | 1.6 | 3.1 |
| Lands Active* | 11.6 | 9.2 | 8.9 | 7.3 | 4.2 |

**Includes declared significant discovery areas.*

# Mackenzie Delta and Beaufort Sea




| Map No. | Name of Well | Latitude Longitude | Drilling Unit | Spudded, Reentered, Terminated | Status, Results | Total Depth (in m) |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Dome et al. Havik B-41 | 70°20′11″N 132°13′05″W | *Explorer III* | 83-07-17 | | |
| | | | | 83-07-29 | | |
| | | | *Explorer II* | 83-09-13 | | |
| | | | | 83-09-29 | | |
| | | | *Explorer II* | 84-06-29 | | |
| | | | | 84-10-06 | | |
| | | | *Explorer I* | 85-08-22 | | |
| | | | | 85-09-30 | | |
| | | | *Explorer I* | 86-07-21 | Plugged & abandoned, | 4750 |
| | | | | 86-08-24 | oil discovery | |
| 2 | Gulf et al. Amauligak I-65 (Amauligak delineation) | 70°04′40″N 133°48′16″W | *Molikpaq* | 85-09-24 | Plugged & abandoned, | 4126 |
| | | | | 86-01-28 | oil | |
| 3 | Esso Trillium et al. Adgo G-24 (Adgo delineation) | 69°23′29″N 135°50′50″W | *Kenting 32* | 85-10-07 | Plugged & abandoned, | 3087 |
| | | | | 86-01-07 | gas | |
| 4 | Gulf et al. Aagnerk E-56 | 69°45′16″N 136°59′56″W | *Kulluk* | 85-10-28 | | |
| | | | | 85-11-10 | | |
| | | | | 86-06-19 | | |
| | | | | 86-06-26 | Plugged & abandoned | 1100 |
| 5 | Esso PCI Home et al. Minuk I-53 | 69°42′35″N 136°27′32″W | *Esso Rig 3* | 85-11-27 | Plugged & abandoned, | 3367 |
| | | | | 86-05-02 | gas discovery | |

| Map No. | Name of Well | Latitude Longitude | Drilling Unit | Spudded, Reentered, Terminated | Status, Results | Total Depth (in m) |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 6 | Esso PCI Home et al.<br>Tuktuk A-12<br>(Tuk Tertiary delineation) | 69°21'01"N<br>133°02'59"W | *Esso Rig 2* | 85-12-02<br>86-02-12 | Plugged & abandoned, oil and gas | 1790 |
| 7 | Esso PCI Home et al.<br>Tuk G-39<br>(Tuk Tertiary delineation) | 69°18'22"N<br>133°08'43"W | *Kenting 33*<br><br>*Roll'n Rig 12* | 85-12-05<br>86-01-06<br>86-01-10<br>86-01-24 | Plugged & abandoned, oil | 1797 |
| 8 | Esso PCI Home et al.<br>Tuk B-40<br>(Tuk Tertiary delineation) | 69°19'14"N<br>133°08'18"W | *Spartan 20*<br><br>*Roll'n Rig 12* | 85-12-08<br>86-01-09<br><br>86-01-25<br>86-02-11 | Plugged & abandoned, oil | 1800 |
| 9 | Gulf et al.<br>Parsons E-02 | 68°51'16"N<br>133°32'10"W | *Bawden 1* | 85-12-22<br>86-01-23 | Plugged & abandoned | 1270 |
| 10 | Esso PCI Home et al.<br>Tuktuk H-22<br>(Tuk Tertiary delineation) | 69°21'22"N<br>133°04'59"W | *Kenting 33*<br><br>*Roll'n Rig 12* | 86-01-11<br>86-02-05<br>86-04-03<br>86-04-07 | Plugged & suspended | 1802 |
| 11 | Esso PCI Home et al.<br>Tuk G-48<br>(Tuk Tertiary delineation) | 69°17'23"N<br>133°11'02"W | *Spartan 20*<br><br>*Roll'n Rig 12* | 86-01-14<br>86-02-09<br><br>86-02-13<br>86-03-06 | Plugged & abandoned, oil | 1700 |
| 12 | Chevron Trillium<br>North Ellice L-39 | 69°18'43"N<br>135°54'60"W | *Spartan 10* | 86-01-25<br>86-04-20 | Plugged & abandoned | 2047 |
| 13 | Gulf et al.<br>Amauligak I-65A | 70°04'40"N<br>133°48'16"W | *Molikpaq* | 86-01-28<br>86-03-20 | Plugged & abandoned, oil discovery | 4521 |
| 14 | Gulf et al.<br>Onigat K-49 | 68°48'40"N<br>133°41'47"W | *Bawden 1* | 86-02-02<br>86-02-16 | Plugged & abandoned | 1423 |
| 15 | Esso PCI Home et al.<br>Tuktuk D-11<br>(Tuk Tertiary delineation) | 69°20'12"N<br>133°04'41"W | *Kenting 33*<br><br>*Roll'n Rig 12* | 86-02-07<br>86-03-02<br>86-03-09<br>86-04-01 | Plugged & abandoned, oil and gas | 1810 |
| 16 | Esso PCI Home et al.<br>Hansen G-07 | 69°36'20"N<br>134°01'12"W | *Kenting 32*<br><br>*Spartan 20* | 86-02-10<br>86-04-11<br>86-04-25<br>86-06-12 | Plugged & abandoned, oil and gas discovery | 3276 |
| 17 | Esso Home et al.<br>Mayogiak N-34 | 69°23'60"N<br>132°54'03"W | *Spartan 20* | 86-02-14<br>86-03-06 | Plugged & abandoned | 1722 |
| 18 | Esso Home et al.<br>Mayogiak G-12 | 69°21'17"N<br>132°48'39"W | *Esso Rig 2* | 86-02-18<br>86-03-27 | Plugged & abandoned | 2829 |
| 19 | Gulf et al.<br>Ikhil K-35 | 68°44'44"N<br>134°09'16"W | *Bawden 1* | 86-02-27<br>86-03-25 | Plugged & abandoned, gas discovery | 1540 |
| 20 | Esso Home et al.<br>Wagnark L-36 | 69°15'44"N<br>133°24'54"W | *Kenting 33* | 86-03-08<br>86-04-25 | Plugged & abandoned | 2609 |
| 21 | Esso Home et al.<br>Nuna E-40 | 69°09'16"N<br>133°24'44"W | *Spartan 20* | 86-03-14<br>86-03-31 | Plugged & abandoned | 1625 |
| 22 | Gulf et al.<br>Amauligak I-65B (Amauligak delineation) | 70°04'40"N<br>133°48'16"W | *Molikpaq* | 86-03-20<br>86-09-19 | Plugged & abandoned, oil and gas | 5402 |
| 23 | Esso Home et al.<br>Atertak K-31 | 69°30'34"N<br>132°39'07"W | *Esso Rig 2* | 86-04-08<br>86-05-12 | Plugged & abandoned | 3134 |
| 24 | Esso PCI Home et al.<br>Arnak K-06 | 69°45'40"N<br>133°46'21"W | *Kenting 32* | 86-04-27<br>86-08-12 | Plugged & abandoned, oil and gas discovery | 4645 |
| 25 | Shell et al.<br>Unak L-28 | 68°47'39"N<br>135°22'06"W | *Atco 47* | 86-08-10<br>86-12-13 | Plugged & abandoned, gas discovery | 3259 |
| 26 | Esso Home et al.<br>Kaubvik I-43 | 69°52'33"N<br>135°25'21"W | *SCRI Esso Rig 3* | 86-10-22 | Testing | 3323 |

# Arctic Islands and Eastern Arctic Offshore

## Statistical Summary

| ACTIVITY STATUS | 1982 | 1983 | 1984 | 1985 | 1986 |
|---|---|---|---|---|---|
| Wells Spudded Exploratory/Delineation | 7 | 4 | 3 | 3 | 2 |
| Wells Terminated Exploratory/Delineation | 6 | 5 | 4 | 3 | 2 |
| Metres Drilled Exploratory/Delineation | 18 987 | 12 087 | 11 007 | 6 185 | 4 940 |
| Geophysical Programs Run | 6 | 2 | 1 | 0 | 0 |
| km Shot | 5 126 | 1 142 | 601 | 0 | 0 |

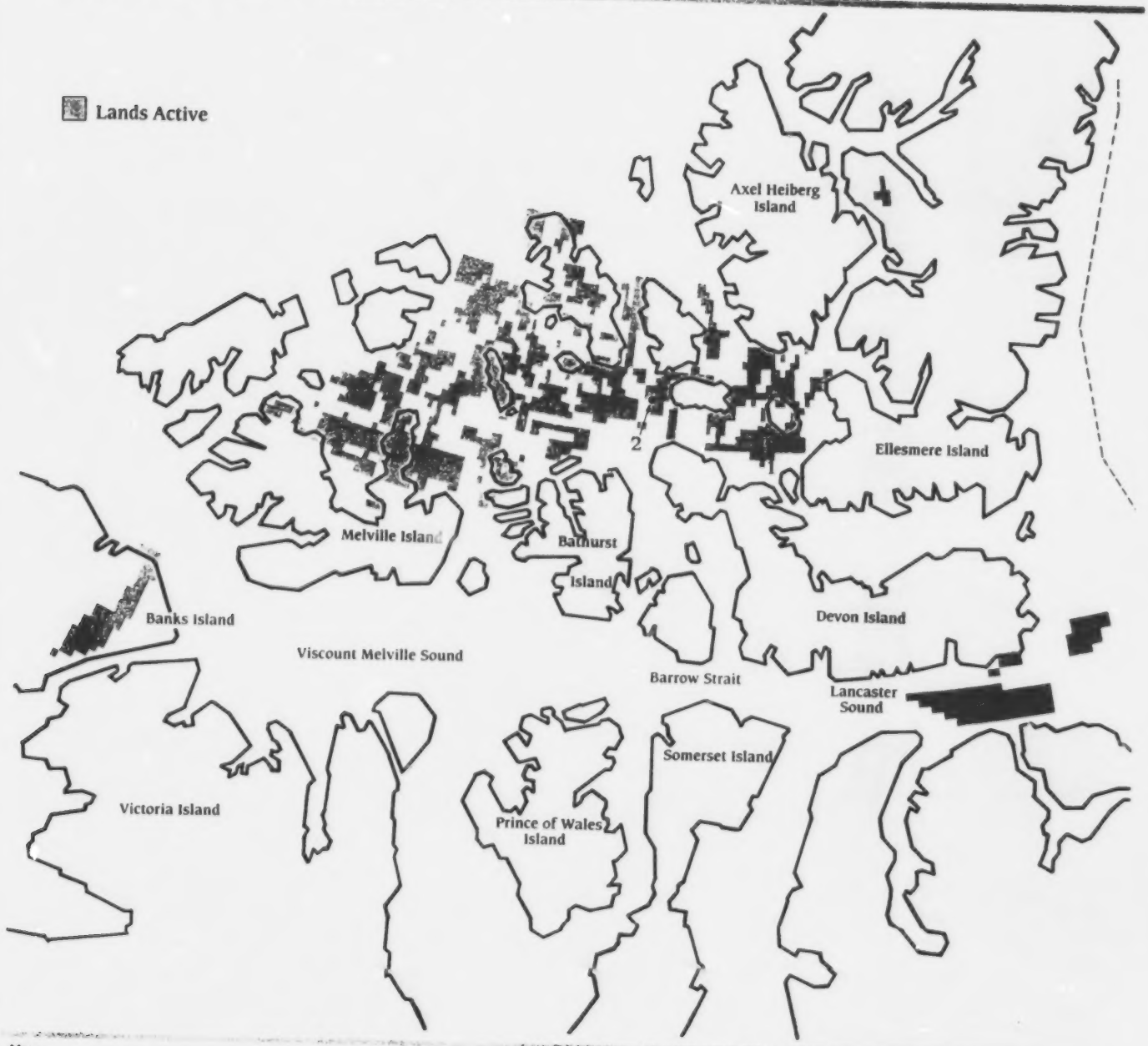
| RESOURCES STATUS | 1982 | 1983 | 1984 | 1985 | 1986** |
|---|---|---|---|---|---|
| Discovered Resources* | | | | | |
| Gas (billions of $m^3$) | 379.5 | 372.2 | 390.1 | 415.7 | 416.4 |
| Oil (millions of $m^3$) | 47.7 | 76.1 | 49.3 | 65.7 | 65.7 |
| Oil Production | | | | | |
| Bent Horn (thousands of $m^3$) | N/A | N/A | N/A | 30 | 17.1 |

**As reported in previous years.*
***Includes revisions to previous estimates.*

| BENEFITS STATUS | 1982 | 1983 | 1984 | 1985 | 1986 |
|---|---|---|---|---|---|
| Rigs Active | 6 | 4 | 4 | 3 | 2 |
| Rig-Months | 19 | 17 | 13 | 9 | 4 |
| Money Spent ($M) | | | | | |
| Geophysical | 15.6 | 6.2 | 4.6 | 0.2 | 0 |
| Exploratory/Delineation Drilling | 122.5 | 67.8 | 64.0 | 48.0 | 34.5 |
| Production Facilities | 0 | 0 | 0 | 7.8 | 0.6 |
| Total | 138.1 | 74.0 | 68.6 | 56.0 | 35.1 |

| LAND STATUS | 1982 | 1983 | 1984 | 1985 | 1986 |
|---|---|---|---|---|---|
| Exploration Agreements (EAs) Concluded | 21 | 0 | 3 | 1 | 1 |
| Total EAs Active* | 21 | 21 | 24 | 25 | 21 |
| Lands Negotiated into EAs (millions of ha) | 24.5 | 0 | 1.5 | 0.7 | 0.9 |
| Lands Relinquished/Surrendered | N/A | N/A | 0.9 | 1.4 | 8.9 |
| Lands Active* | 24.5 | 17.3 | 15.8 | 15.1 | 7.5 |

**Includes declared significant discovery areas.*




| Map No. | Name of Well | Latitude Longitude | Drilling Unit | Spudded, Terminated | Status, Results | Total Depth (in m) |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Panarctic et al.<br>N. Buckingham L-71 | 77°10′42″N<br>91°29′28″W | *Panarctic Rig A* | 86-01-28<br>86-04-04 | Plugged & abandoned | 2800 |
| 2 | Panarctic et al.<br>W. Cornwall N-49 | 77°28′53″N<br>97°17′32″W | *Panarctic Rig C* | 86-02-12<br>86-04-05 | Plugged & abandoned | 2140 |

# Nova Scotia Offshore (includes the Gulf of St. Lawrence)

## Statistical Summary

| ACTIVITY STATUS | 1982 | 1983 | 1984 | 1985 | 1986 |
|---|---|---|---|---|---|
| Wells Spudded | | | | | |
| Exploratory/Delineation | 6 | 12 | 14 | 10 | 6 |
| Wells Terminated | | | | | |
| Exploratory/Delineation | 5 | 11 | 13 | 14 | 8 |
| Metres Drilled | | | | | |
| Exploratory/Delineation | 28 544 | 60 088 | 71 046 | 47 064 | 29 744 |
| Geophysical Programs Run | 32 | 38 | 17 | 14 | 2 |
| km Shot | 35 923 | 38 495 | 21 587 | 26 814 | 613 |

| RESOURCES STATUS | 1982 | 1983 | 1984 | 1985 | 1986** |
|---|---|---|---|---|---|
| Discovered Resources* | | | | | |
| Gas (billions of $m^3$) | 79.3 | 108.7 | 122.6 | 127.4 | 150.6 |
| Oil (millions of $m^3$) | 8.2 | 13.7 | 16.7 | 20.0 | 22.1 |

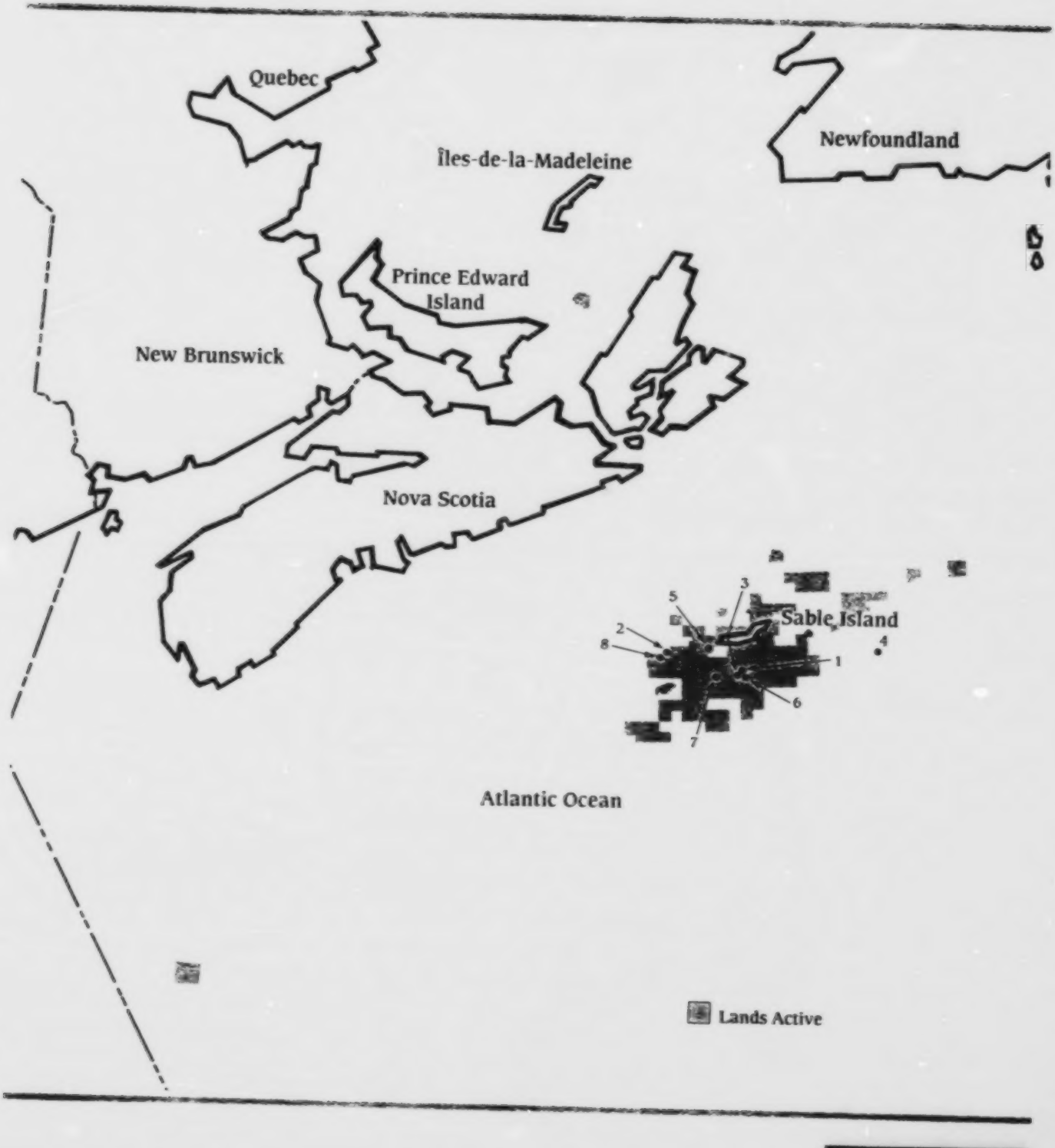
** As reported in previous years.*
*** Includes new discoveries and revisions to previous estimates.*

| BENEFITS STATUS | 1982 | 1983 | 1984 | 1985 | 1986 |
|---|---|---|---|---|---|
| Rigs Active | 6 | 9 | 10 | 8 | 5* |
| Rig-Months | 39 | 72 | 83 | 50 | 22 |
| Money Spent ($M) | | | | | |
| Geophysical | 43.8 | 50.5 | 23.2 | 29.2 | 0.9 |
| Exploratory/Delineation Drilling | 220.0 | 579.4 | 594.7 | 452.0 | 176.8 |
| Total | 263.8 | 629.9 | 617.9 | 481.2 | 177.7 |

** Three rigs worked off both Nova Scotia and Newfoundland.*

| LAND STATUS | 1982 | 1983 | 1984 | 1985 | 1986 |
|---|---|---|---|---|---|
| Exploration Agreements (EAs) | | | | | |
| Concluded | 20 | 5 | 15 | 2 | 13 |
| Total EAs Active * | 20 | 25 | 30 | 28 | 15 |
| Lands Negotiated into EAs | | | | | |
| (millions of ha) | 9.0 | 0.5 | 10.5 | 0.9 | 1.7 |
| Lands Relinquished/Surrendered | N/A | 1.6 | 8.5 | 2.8 | 3.2 |
| Lands Active* | 20.2 | 20.0 | 6.3 | 4.2 | 1.1 |

** Includes declared significant discovery areas.*


Quebec
Îles-de-la-Madeleine
Newfoundland
Prince Edward Island
New Brunswick
Nova Scotia
Sable Island
1
2
3
4
5
6
7
8
Atlantic Ocean
Lands Active

# Nova Scotia Offshore (includes the Gulf of St. Lawrence)

## Statistical Summary

| Map No. | Name of Well | Latitude Longitude | Drilling Unit | Spudded, Terminated | Status, Results | Total Depth (in m) |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Shell PCI et al.<br>North Triumph G-43 | 43°42'19"N<br>59°51'23"W | *Sedco 709* | 85-09-26<br>86-01-31 | Plugged & abandoned, gas discovery | 4504 |
| 2 | Petro-Canada et al.<br>Cohasset A-52<br>(Cohasset delineation) | 43°51'08"N<br>60°37'43"W | *Rowan Gorilla I* | 85-12-20<br>86-03-26 | Plugged & suspended, oil | 2847 |
| 3 | Shell PCI et al.<br>North Triumph B-52<br>(North Triumph delineation) | 43°41'02"N<br>59°52'57"W | *John Shaw* | 86-01-24<br>86-03-26 | Plugged & abandoned, gas | 3960 |
| 4 | Shell et al.<br>Tantallon M-41 | 43°50'56"N<br>58°22'24"W | *Sedco 709* | 86-02-15<br>86-04-17 | Plugged & abandoned | 5602 |
| 5 | Mobil et al.<br>Thebaud C-74<br>(Thebaud delineation) | 43°53'05"N<br>60°11'36"W | *Rowan Gorilla I* | 86-03-29<br>86-09-25 | Plugged & abandoned, gas | 5150 |
| 6 | HBV et al.<br>West Chebucto K-20 | 43°39'45"N<br>59°47'33"W | *Bow Drill 2* | 86-04-05<br>86-08-11 | Plugged & abandoned | 5369 |
| 7 | Shell PCI et al.<br>Glenelg N-49<br>(Glenelg delineation) | 43°38'59"N<br>60°07'02"W | *Vinland* | 86-06-01<br>86-08-04 | Plugged & abandoned, gas | 4040 |
| 8 | Shell PCI et al.<br>Panuke B-90 | 43°49'12"N<br>60°42'35"W | *Vinland* | 86-08-06<br>86-09-23 | Plugged & abandoned, oil discovery | 3445 |

In 1986 abandonment operations were completed for the following wells which had been suspended in previous years:

Mobil Tetco Thebaud P-84
Mobil Tetco Sable Island E-48
Mobil Tetco Sable Island O-47
Mobil Tetco Sable Island 1AH-58
Mobil Tetco Sable Island 2H-58
Mobil Tetco Sable Island 3H-58
Mobil Tetco Sable Island 4H-58
Mobil Tetco Sable Island 5H-58
Mobil Tetco Sable Island 6H-58

# Appendix I

# Newfoundland Offshore (1986 data provided by the Canada-Newfoundland Offshore Petroleum Board)

## Statistical Summary

| ACTIVITY STATUS | 1982 | 1983 | 1984 | 1985 | 1986 |
|---|---|---|---|---|---|
| Wells Spudded | | | | | |
| Exploratory/Delineation | 5 | 7 | 12 | 11 | 7 |
| Wells Terminated | | | | | |
| Exploratory/Delineation | 4 | 10 | 10 | 13 | 8 |
| Metres Drilled | | | | | |
| Exploratory/Delineation | 23 105 | 29 815 | 46 759 | 49 098 | 31 415 |
| Geophysical Programs Run | 33 | 21 | 12 | 16 | 1 |
| km Shot | 61 411 | 48 26[illegible] | 27 808 | 19 758 | 3 537 |

| RESOURCES STATUS | 1982 | 1983 | 1984 | 1985 | 1986** |
|---|---|---|---|---|---|
| Discovered Resources* | | | | | |
| Gas (billions of m³) | 124.0 | 126.7 | 145.2 | 152.4 | 146.8 |
| Oil (millions of m³) | 257.5 | 211.5 | 159.9 | 185.1 | 176.5 |

**As reported in previous years.*
***Includes new discoveries and revisions to previous estimates.*

| BENEFITS STATUS | 1982 | 1983 | 1984 | 1985 | 1986 |
|---|---|---|---|---|---|
| Rigs Active | 7 | 9 | 9 | 8 | 6* |
| Rig-Months | 31 | 48 | 54 | 63 | 31 |
| Money Spent ($M) | | | | | |
| Geophysical | 71.6 | 57.4 | 27.8 | 27.3 | 4.1 |
| Exploratory/Delineation Drilling | 210.0 | 436.9 | 485.9 | 630.0 | 347.0 |
| Total | 281.6 | 494.3 | 513.7 | 657.3 | 351.1 |

**Three rigs worked off both Newfoundland and Nova Scotia.*

| LAND STATUS | 1982 | 1983 | 1984 | 1985 | 1986 |
|---|---|---|---|---|---|
| Exploration Agreements (EAs) | | | | | |
| Concluded | 0 | 32 | 13 | 0 | 9 |
| Total EAs Active* | 0 | 32 | 41 | 38 | 27 |
| Lands Negotiated into EAs | | | | | |
| (millions of ha) | 0 | 10.3 | 6.0 | 0 | 1.5 |
| Lands Relinquished/Surrendered | N/A | N/A | 8.6 | 10.9 | 9.2 |
| Lands Active* | 29.1 | 24.6 | 22.0 | 11.9 | 3.4 |

**Includes declared significant discovery areas.*

# Newfoundland Offshore (1986 data provided by the Canada-Newfoundland Offshore Petroleum Board)

Statistical Summary

| Map No. | Name of Well | Latitude Longitude | Drilling Unit | Spudded, Reentered, Terminated | Status, Results | Total Depth (in m) |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | HBV et al.<br>Panther P-52 | 47°01'53"N<br>47°37'44"W | *Sedco 706*<br><br>*Bow Drill 3* | 85-01-10<br>85-01-22<br>85-11-06<br>86-01-30 | Plugged & abandoned | 4203 |
| 2 | Petro-Canada et al.<br>Terra Nova I-97<br>(Terra Nova delineation) | 46°26'43"N<br>48°28'49"W | *Vinland* | 85-11-26<br>86-02-26 | Plugged & suspended, oil | 3465 |
| 3 | HBV et al.<br>Whiterose L-61<br>(Whiterose delineation) | 46°50'34"N<br>48°10'28"W | *Bow Drill 2*<br><br>*Bow Drill 2*<br><br>*Bow Drill 3* | 85-12-18<br>86-02-13<br><br>86-03-06<br>86-03-26<br>86-09-14<br>86-10-02 | Plugged & abandoned, gas | 3340 |
| 4 | HBV et al.<br>North Ben Nevis M-61<br>(North Ben Nevis delineation) | 46°40'54"N<br>48°25'19"W | *Sedco 710* | 86-01-09<br>86-03-31 | Plugged & suspended | 3250 |
| 5 | Gulf et al.<br>Mara E-30 | 46°39'30"N<br>48°34'28"W | *Bow Drill 1* | 86-01-13<br>86-02-15 | Plugged & abandoned | 2100 |
| 6 | HBV et al.<br>Fortune G-57 | 46°36'19"N<br>48°08'02"W | *Bow Drill 3* | 86-02-05<br>86-09-09 | Plugged & abandoned, oil discovery | 4995 |
| 7 | Canterra PCI et al.<br>St. George J-55 | 45°44'40"N<br>48°23'05"W | *Vinland* | 86-04-09<br>86-05-27 | Plugged & abandoned | 4100 |
| 8 | Petro-Canada<br>Lancaster F-70 | 47°19'23"N<br>47°09'45"W | *Sedco 710* | 86-04-23<br>86-11-04 | Plugged & abandoned | 5701 |
| 9 | Esso Parex et al.<br>Kyle L-11 | 47°00'37"N<br>47°02'49"W | *Sedco 709* | 86-04-26<br>86-08-05 | Plugged & abandoned | 4200 |
| 10 | HBV et al.<br>Golconda C-64 | 46°53'12"N<br>47°39'57"W | *Bow Drill 3* | 86-10-05 | Drilling | 3840 |

*In 1986 abandonment operations were completed for Petro-Canada et al. Terra Nova K-08 well which had been suspended in 1984.*

# Glossary of Terms

**Abandoned Well:** any well that has been permanently plugged.

**Call for Nominations:** a notice inviting interested parties to nominate tracts of lands for potential inclusion in a Call for Proposals.

**Call for Proposals:** a notice published in the *Canada Gazette* or other publication, whereby the Minister calls for the submission of bids in relation to Crown reserve land.

**Completed Well:** a well that has been drilled and equipped so that it is capable of producing oil or gas.

**Condensate:** hydrocarbons occurring in gaseous form at subsurface temperatures and pressures, but which condense to the liquid state at surface temperature and pressure.

**Cubic Metre of Gas:** equivalent to 35.301 cubic feet at 14.73 pounds per square inch (760 mm of Hg) of atmospheric pressure at sea level.

**Cubic Metre of Oil:** equivalent to 6.2898 American stock tank barrels.

**Delineation Well:** a well drilled as a follow-up, or extension to a significant discovery on the same geological feature, the purpose of which is to determine the extent and commercial potential of the oil or gas accumulation encountered in the discovery well.

**Development Plan:** a plan describing the wells and other facilities proposed to develop a field.

**Development Well:** a well drilled as part of a development plan.

**Drillstem Test:** a test involving temporary completion of a well to evaluate fluid flow rates and to collect fluid samples.

**Dry Hole:** a well that has failed to find significant amounts of oil or gas.

**Exploration Licence:** a licence granting the right to explore for, and the exclusive right to drill and test for, petroleum, and the exclusive right to obtain a Production Licence subject to compliance with the other provisions of the Canada Petroleum Resources Act (formerly Exploration Agreement).

**Exploratory Well:** a well drilled on a geological feature on which a significant discovery has not previously been made (synonymous with wildcat well).

**Extended Flow Test:** a prolonged drillstem test.

**Gas Pay Section:** the formation or zone containing gas.

**Gas-Prone:** having a high probability of encountering a gas-bearing formation in any given area.

**Geopressure:** abnormally high pressure exerted by subsurface fluids.

**Gravity Base Structure:** a structure that relies on gravity to maintain its stability on the seabed.

**Hectare:** 10 000 square metres (equivalent to 2.47 acres).

**Hydrocarbon:** a naturally occurring compound consisting primarily of atoms of hydrogen and carbon, in solid, liquid or gaseous form.

**Ice Platform:** a specially thickened platform made of ice which supports a conventional land drilling rig thereby enabling a well to be drilled in deep water between Arctic land masses.

**Infill Drilling:** drilling wells between existing wells to better exploit the reservoir.

**Miscible Flooding:** method of enhanced recovery in which various hydrocarbon solvents or gases are injected into the reservoir to help displace oil from the reservoir rock.

**Mobile Arctic Caisson:** an annular steel caisson, with deck dimensions of 75 m x 73 m, which is designed to be set down on a subsea berm (better known as the *Molikpaq*).

**MODU (mobile offshore drilling unit):** any vessel capable of engaging in drilling operations for the exploration for, or the exploitation of, resources beneath the seabed.

**Overpressuring:** subsurface fluid pressure greater than the normal hydrostatic pressure.

**Sacrificial Beach Island:** an island made of sand by dredging or other means, and which has long, sloping beaches to combat erosion by waves.

**Semisubmersible:** a MODU which is stabilized by ballasting its pontoons (base) and columns to a predetermined depth during drilling operations. Used extensively in the rough seas.

**Significant Discovery:** a discovery indicated by the first well on a geological feature that demonstrates the existence of hydrocarbons and suggests the existence of an accumulation that has potential for sustained production.

**Suspended Well:** a well in which drilling or production operations have temporarily ceased.

**Terminated Well:** a well that has reached total depth and has been abandoned, completed or suspended.

# COGLA Offices

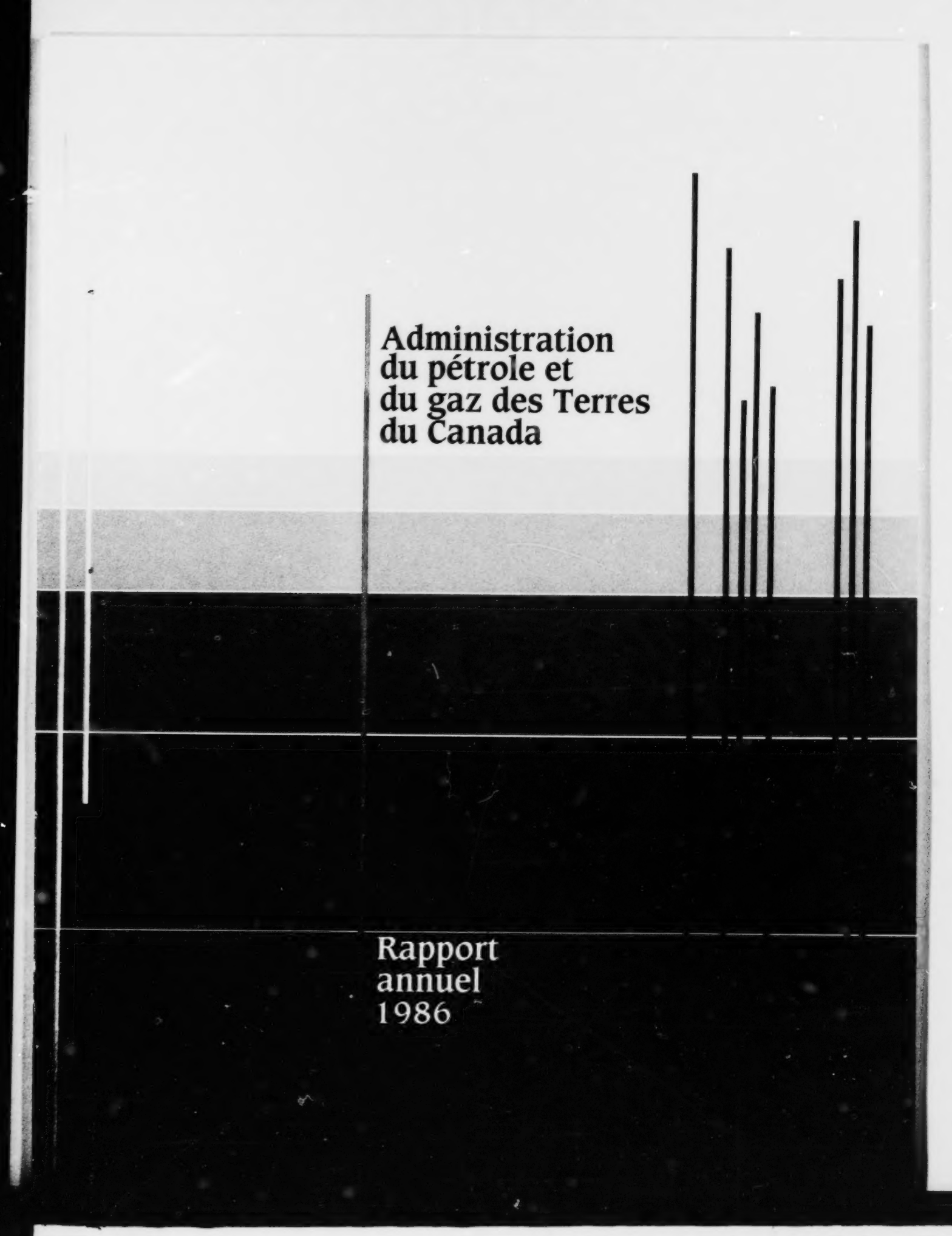
| Region | Mailing Address | Street Address | Telephone | Telex | Telecopier |
|---|---|---|---|---|---|
| Headquarters | 15th Floor, Tower B<br>355 River Road<br>Ottawa, Ontario<br>K1A 0E4 | 14th Floor, Tower B<br>355 River Road<br>Vanier, Ontario | (613) 993-3760 | 053-4366 | 993-9897 |
| Maritimes | 2000 Barrington Street<br>Suite 102<br>Halifax, Nova Scotia<br>B3J 3K1 | Cogswell Tower,<br>Scotia Square<br>2000 Barrington Street<br>Suite 102<br>Halifax, Nova Scotia | (902) 426-8570 | 019-23632 | 426-5253 |
| | COGLA Laboratory<br>P.O. Box 1006<br>Dartmouth, Nova Scotia<br>B2Y 4A2 | Bedford Institute<br>of Oceanography,<br>Dartmouth, Nova Scotia | (902) 426-3179<br>(902) 426-2525 | – | – |
| Northwest Territories | P.O. Box 1500<br>Yellowknife, N.W.T.<br>X1A 2R3 | Bellanca Building<br>4914-50th Street<br>6th Floor<br>Yellowknife, N.W.T. | (403) 920-8175 | 034-45570 | 873-8707 |
| | P.O. Box 2020<br>Inuvik, N.W.T.<br>X0E 0T0 | | (403) 979-3006 | 034-44541 | 979-2090 |
| Western | P.O. Box 2638<br>Station M<br>Calgary, Alberta<br>T2P 3C1 | Room 482<br>220-4th Avenue, SE<br>Calgary, Alberta | (403) 231-5631 | – | – |

Canada

Energy, Mines and Resources Canada
Indian and Northern Affairs Canada

Énergie, Mines et Ressources Canada
Affaires indiennes et du Nord Canada

# Administration du pétrole et du gaz des Terres du Canada



Rapport annuel 1986

# Profil de l'organisme

L'Administration du pétrole et du gaz des Terres du Canada (APGTC) a été créée en vertu d'un protocole d'entente conclu entre le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources et le ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien.

L'APGTC constitue le principal lien entre le gouvernement et l'industrie pétrolière et gazière en ce qui a trait à la réglementation des activités liées aux hydrocarbures dans les terres domaniales, lesquelles comprennent le Territoire du Yukon, les Territoires du Nord-Ouest, la baie d'Hudson et la plupart des zones situées au large des côtes canadiennes. Depuis janvier 1986, c'est l'Office Canada–Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers qui s'occupe du secteur au large des côtes de Terre-Neuve et du Labrador. Un nouvel organisme, l'Office Canada–Nouvelle-Écosse du pétrole et du gaz offshore, verra bientôt le jour dans le cadre de l'Accord Canada–Nouvelle-Écosse sur les ressources pétrolières offshore de 1986, et sera chargé de la gestion des activités ayant trait aux hydrocarbures au large des côtes de la Nouvelle-Écosse.

Le principal objectif de l'APGTC est de réglementer la prospection, la mise en valeur et la production des ressources pétrolières et gazières des terres domaniales. En outre, l'APGTC doit voir à la sécurité du travailleur, à la conservation des ressources, à la protection de l'environnement et doit s'assurer que tous les Canadiens puissent également et équitablement bénéficier des retombées socio-économiques qui résultent des activités pétrolières et gazières.

L'APGTC comprend cinq directions :

La Direction de la gestion des droits
La Direction du génie
La Direction de l'évaluation des ressources
La Direction de la protection de l'environnement
La Direction de l'analyse et de la coordination des politiques.

Les bureaux régionaux de l'APGTC à Halifax et à Yellowknife s'occupent respectivement des secteurs extracôtiers de la Nouvelle-Écosse et du Nord canadien. Ces bureaux émettent les autorisations de forage, effectuent des inspections sur une base régulière et surveillent les activités des sociétés pétrolières du point de vue du génie, de la géologie, de l'environnement et des retombées économiques pour le Canada. Le bureau d'Halifax voit également à l'approbation des études géophysiques et géologiques.

© Ministre des Approvisionnements et Services Canada 1987

N° de cat. M 97-1986F

ISBN 0-662-94296-5

# Table des matières


Messages des ministres . . . . . 2
Cartes des terres domaniales du Canada . . . . . 4
Mot de l'administrateur de l'APGTC . . . . . 6
Faits saillants de 1986 . . . . . 7
Gestion fédérale-provinciale et territoriale des terres domaniales . . . . . 9
Terre-Neuve et Labrador . . . . . 9
Nouvelle-Écosse . . . . . 9
Territoire du Yukon et Territoires du Nord-Ouest . . 10
Gestion des droits . . . . . 11
Travaux de prospection . . . . . 13
Travaux de mise en valeur . . . . . 15
Conservation des ressources . . . . . 16
Protection du travailleur . . . . . 17
Protection de l'environnement . . . . . 21
Emploi et retombées économiques . . . . . 24
Minéraux non combustibles . . . . . 26
Résumé statistique par région . . . . . 26
Terres domaniales . . . . . 27
Partie continentale des Territoires . . . . . 28
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort . . . . . 31
Îles de l'Arctique et zone extracôtière de l'est de l'Arctique . . . . . 34
Zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse . . . . . 36
Annexe 1
Résumé statistique de la zone extracôtière de Terre-Neuve . . . . . 39
Glossaire . . . . . 42
Bureaux de l'APGTC . . . . . 43

# Message de M. Marcel Masse, ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources

*Le ministre, M. Marcel Masse.*

J'ai l'honneur de soumettre au Parlement le cinquième rapport annuel de l'Administration du pétrole et du gaz des Terres du Canada (APGTC). Cette administration, créée en 1981, a comme fonction de chapeauter la prospection, la mise en valeur et la production pétrolière et gazière dans les terres domaniales, et ce de façon sécuritaire, en conservant les ressources, en respectant l'environnement et en permettant aux Canadiens de bénéficier des retombées socio-économiques générées par les activités pétrolières et gazières.

L'APGTC a joué un rôle important dans l'élaboration des projets de loi C-5 et C-6 en 1986. Ces deux projets de loi (*Loi fédérale sur les hydrocarbures* et *Loi de mise en œuvre de l'Accord Atlantique Canada–Terre-Neuve*) visent, d'une part, à créer un régime stable, propice à l'investissement industriel et, d'autre part, à harmoniser les relations entre les gouvernements fédéral et provinciaux dans la gestion des ressources en hydrocarbures dans les terres domaniales. Par le projet de loi C-5, l'intervention gouvernementale, omniprésente dans le cadre du programme énergétique national, sera désormais limitée par une série de mesures. Cette diminution de l'intervention gouvernementale favorisera l'action de l'industrie en encourageant son esprit d'initiative. Le Canada sera ainsi en mesure de mieux faire face aux fluctuations du marché mondial. Le concours étroit des provinces est essentiel à la réalisation du plein potentiel énergétique du Canada, et c'est dans ce sens que le projet de loi C-6, qui inscrira dans la loi l'Accord Atlantique, a été élaboré.

Ce projet de loi concrétise irrévocablement la coopération bilatérale et repose sur la cogestion et le partage du revenu. L'Office Canada–Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers, un organisme de gestion indépendant, veillera à ce que les deux ordres de gouvernement participent aux prises de décision sur les questions relatives à la gestion des ressources pétrolières et gazières au large des côtes.

L'élaboration de ces projets de loi a également tenu compte des préoccupations des populations autochtones et de la sauvegarde de l'environnement. C'est pourquoi un fonds de recherche, qui sera géré par un groupe d'experts comprenant un représentant du public, a été créé pour l'étude de l'environnement relative aux activités de prospection, de mise en valeur et de production sur les terres domaniales.

Les projets de loi C-5 et C-6 ont fait l'objet de consultations multiples et ont reçu l'appui enthousiaste de l'industrie pétrolière canadienne et des gouvernements de Terre-Neuve, de la Nouvelle-Écosse, du Territoire du Yukon et des Territoires du Nord-Ouest.

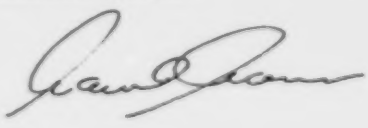
En août, à Halifax, le Premier ministre du Canada, M. Brian Mulroney, et le Premier ministre de la Nouvelle-Écosse, M. John Buchanan, signaient l'Accord Canada–Nouvelle-Écosse sur les ressources pétrolières offshore, un accord à long terme relatif à la gestion conjointe de la prospection et de la mise en valeur des ressources pétrolières et gazières au large des côtes de la Nouvelle-Écosse. Cet accord, qui remplace l'Entente Canada–Nouvelle-Écosse sur la gestion des ressources pétrolières et gazières situées au large des côtes et sur le partage des recettes de 1982, comporte plusieurs améliorations notables. Entre autres, un nouvel organisme indépendant, l'Office Canada–Nouvelle-Écosse du pétrole et du gaz offshore, veillera à l'administration et à la réglementation de toutes les activités pétrolières et gazières au large des côtes de la Nouvelle-Écosse; de plus, le fonds de développement, qui était auparavant un prêt, deviendra une subvention, et Nova Scotia Resources Limited recevra une subvention pour la prospection. Cet accord prévoit le partage des recettes entre les deux ordres de gouvernement comme si les ressources se trouvaient sur terre.

En 1986, dans le cadre de la prospection pétrolière extracôtière, l'État a octroyé des droits au large des côtes de Terre-Neuve et de la Nouvelle-Écosse. En février, l'Office Canada–Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers annonçait l'octroi de droits de prospection pour trois des six parcelles de terre au large de Terre-Neuve à trois sociétés voulant procéder à la prospection.

En novembre, l'Office Canada–Nouvelle-Écosse du pétrole et du gaz offshore annonçait à son tour l'octroi de droits de prospection pour une parcelle à un groupe de sociétés représentées par Petro-Canada.

Le mois de juin a marqué une étape importante en ce qui a trait à la mise en valeur d'un projet d'envergure. En effet, l'Office Canada–Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers a publié le rapport faisant état de la décision rendue au sujet des plans de mise en valeur et de retombées économiques du projet Hibernia, plans soumis par les sociétés intéressées. En vertu de cette décision, Mobil et ses associés reçoivent les approbations réglementaires leur permettant d'entreprendre la mise en valeur d'un des plus importants gisements pétrolifères au monde, le champ Hibernia situé dans la région des Grands Bancs. La mise en valeur d'un tel gisement pétrolifère et gazifère ne pourra qu'être bénéfique aux Terre-Neuviens et à tous les Canadiens en général, en termes d'emplois et de retombées économiques.

La volonté des divers ordres de gouvernement de vouloir œuvrer de concert à la gestion de nos ressources en hydrocarbures dans les terres domaniales servira les intérêts de tous. L'industrie améliorera le capital-ressources, créera des emplois et stimulera la croissance économique. Cet esprit de collaboration entre le gouvernement fédéral et les provinces, qui a caractérisé l'année 1986, ne pourra que s'intensifier et nous inciter davantage à atteindre un objectif commun qui nous est cher : la mise en valeur de nos ressources énergétiques.



# Message de M. Bill McKnight, ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien

C'est avec plaisir que je me joins à mon collègue, M. Marcel Masse, ministre d'Énergie, Mines et Ressources Canada, pour présenter au Parlement le *Rapport annuel de l'Administration du pétrole et du gaz des Terres du Canada (APGTC) pour 1986*.

La mise en valeur des ressources pétrolières et gazières des terres septentrionales canadiennes est un élément vital au maintien du bien-être économique des habitants du Nord et au renforcement de la souveraineté canadienne dans l'Arctique. Il va de soi, cependant, que la façon dont nous exploitons le potentiel en gaz et en pétrole des régions du Nord a une répercussion marquée sur la prospérité de tout le pays.

En ce qui concerne le Territoire du Yukon et les Territoires du Nord-Ouest, j'ai donné la priorité au transfert des responsabilités, relativement à la prise de décisions, aux deux gouvernements territoriaux et aux collectivités; ce transfert devra s'effectuer en respectant l'échéancier établi par les habitants du Nord. Mes autres priorités sont de voir au règlement des revendications globales des Autochtones, d'encourager le développement économique, particulièrement dans la perspective de la création d'emplois pour les habitants du Nord, et de renforcer la souveraineté canadienne dans l'Arctique.

Tous ces éléments sont reliés entre eux et exigent que l'esprit de collaboration qui a caractérisé les relations fédérales-territoriales des dernières années se poursuive.

De grands progrès ont été réalisés en ce sens. Ils se traduisent par une collaboration accrue entre les gouvernements fédéral et territoriaux, un engagement plus étroit des collectivités, une plus grande participation du Nord, la création d'emplois dans cette région et, enfin, une plus grande sensibilisation aux questions de l'environnement et des Autochtones.

Certains changements positifs qui ont eu lieu en 1986 serviront à intensifier les activités pétrolières et gazières dans les années à venir. La *Loi fédérale sur les hydrocarbures*, qui devrait être promulguée en 1987, donnera tout son sens juridique à la Politique énergétique concernant les régions pionnières que les ministres des Affaires indiennes et du Nord canadien ainsi que de l'Énergie, des Mines et des Ressources avaient annoncé en octobre 1985. Cette nouvelle loi donnera un cadre de réglementation simplifiée à l'industrie pétrolière et gazière du Nord.

En 1986, les travaux de prospection dans la mer de Beaufort s'annonçaient bien. À la suite de la découverte importante effectuée à Amauligak, Gulf a procédé au forage de deux puits de délimitation très prometteurs. Ces deux puits figuraient parmi les 40 puits forés dans les terres domaniales du Nord en 1986, dont 11 ont donné lieu à des découvertes importantes.

La première expédition de pétrole provenant de la mer de Beaufort a eu lieu cette année : Gulf a extrait plus de 50 000 mètres cubes de pétrole lors d'essais d'écoulement prolongés, au second puits de délimitation d'Amauligak; le pétrole a par la suite été expédié au Japon.

Panarctic, quant à elle, a expédié plus de 16 000 mètres cubes de pétrole qui provenait de son champ pétrolifère Bent Horn situé dans les îles de l'Arctique. Il s'agissait en fait de la deuxième expédition de pétrole en provenance de Bent Horn destinée aux marchés des régions du Sud. Même si l'envergure des travaux de forage de cette zone est modeste, il n'en reste pas moins que la production commerciale de pétrole dans les îles de l'Arctique, pendant la saison des eaux libres, est effectivement réalisable. Conçu en fonction de l'environnement, Bent Horn est un modèle en ce qui concerne la planification axée sur la collaboration, puisque l'industrie, les gouvernements et les habitants du Nord y ont participé.

Bref, même si la prospection et la mise en valeur des ressources en hydrocarbures dans le Nord subissent les contrecoups de la situation économique mondiale et de la baisse des prix du pétrole, je suis convaincu que les perspectives d'avenir sont intéressantes.

Entre-temps, je m'efforcerai de préserver et d'accroître la collaboration qui a existé entre toutes les parties vouées à faire du Nord un endroit propice à ses habitants, ce qui est ainsi de nature à renforcer le Canada dans son ensemble.

Bill McKnight

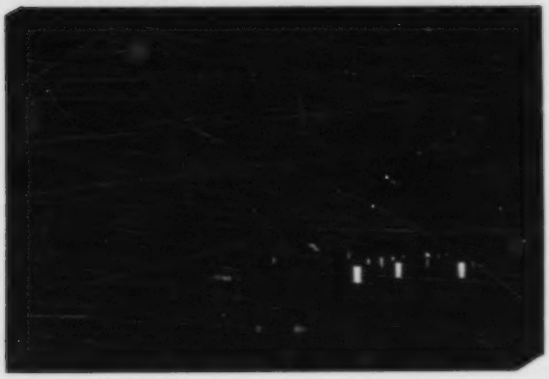
*Le ministre, M. Bill McKnight.*

# Les terres domaniales

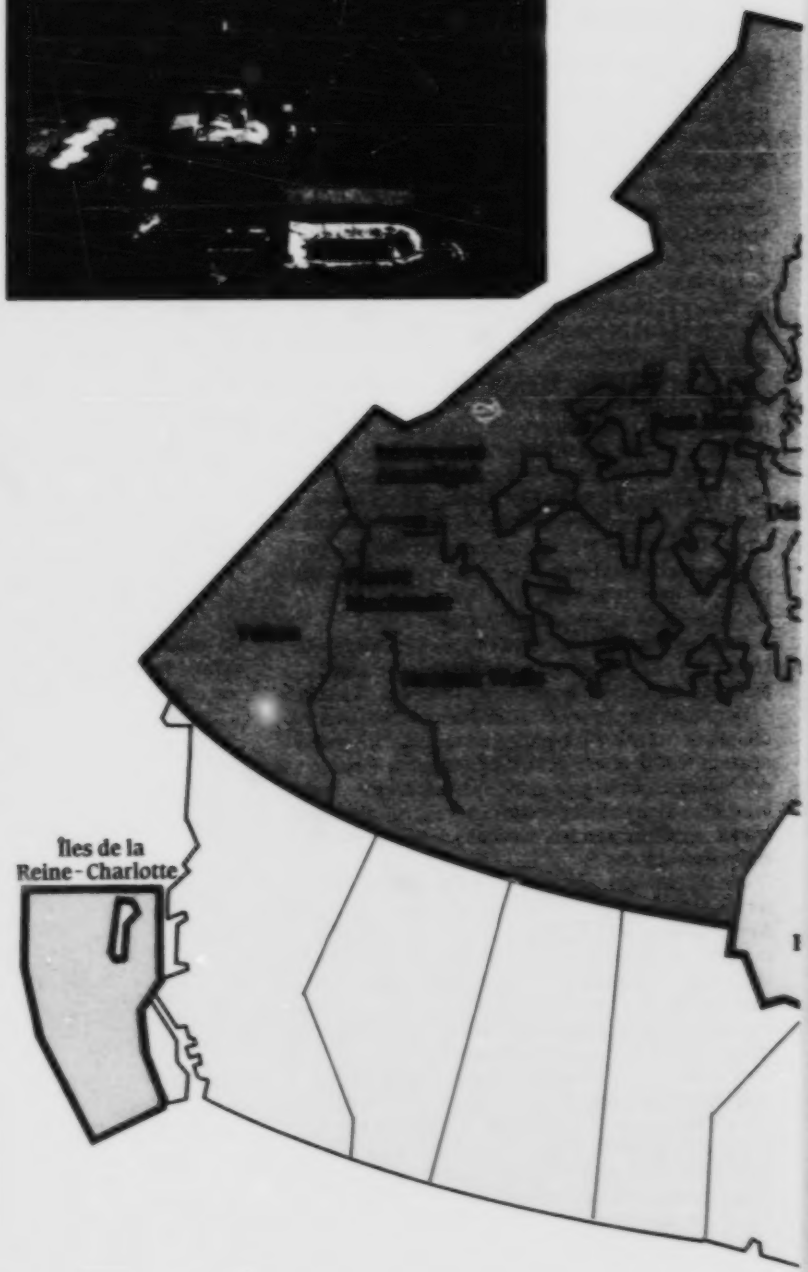
*Le puits Unak de Shell dans le delta du Mackenzie.* Photo de Shell.

*Chargement de pétrole brut à bord du* Gulf Beaufort, *aux installations d'Amauligak, dans la mer de Beaufort.* Photo de Gulf.

*Îles artificielles dans le fleuve Mackenzie à Norman Wells.* Photo de A. Houde.



*Phoques communs dans le détroit de Juan de Fuca.* Photo de D. Hardie.




Zone administrée par le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources

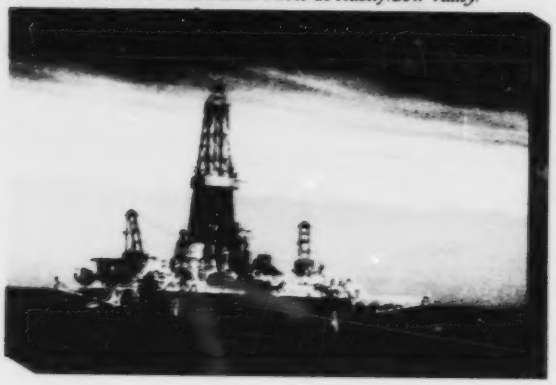
Zone administrée par le ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien

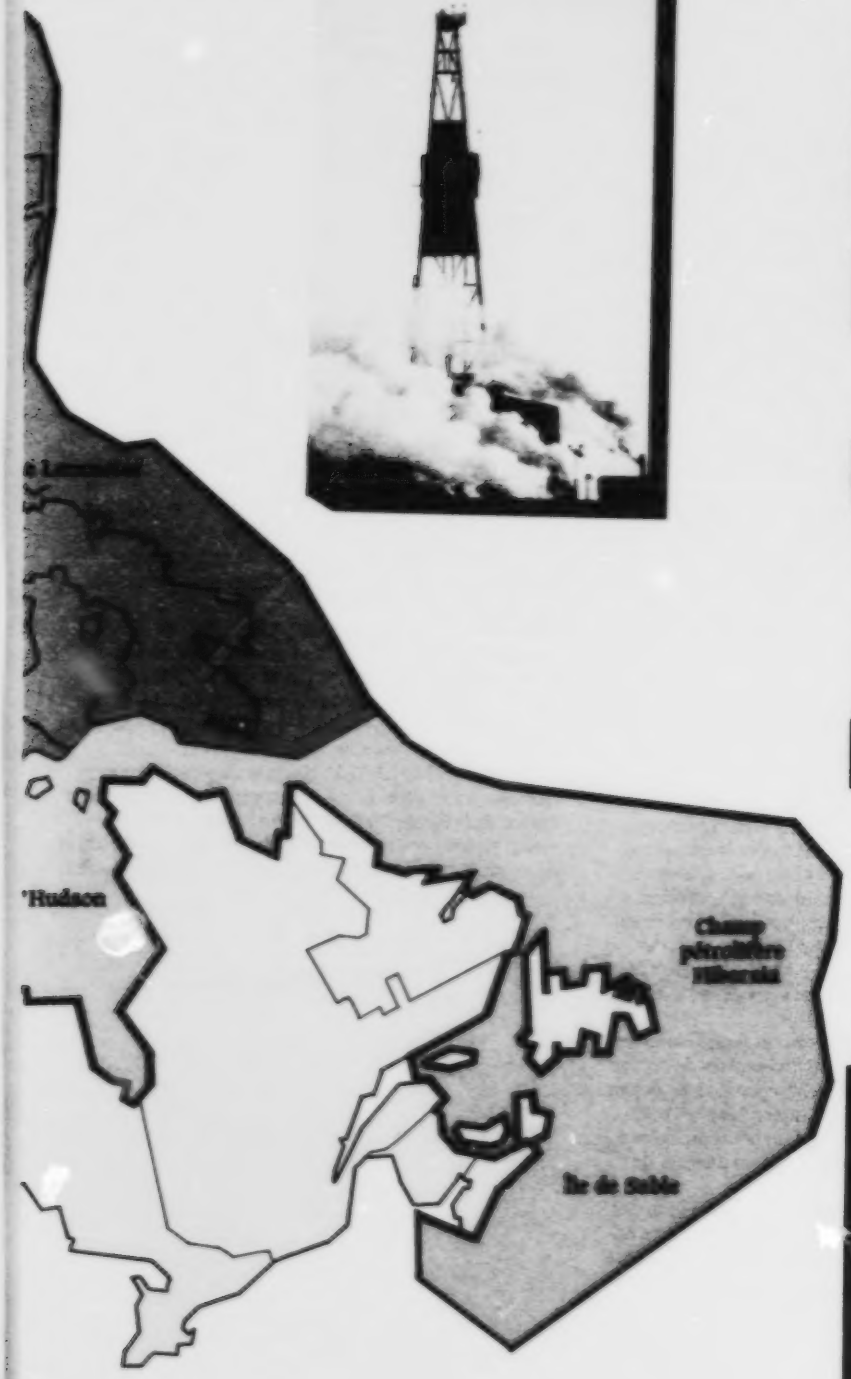
*Travaux de forage sur une île artificielle au puits West Cornwall de Panarctic dans les îles de l'Arctique.* Photo de Panarctic.



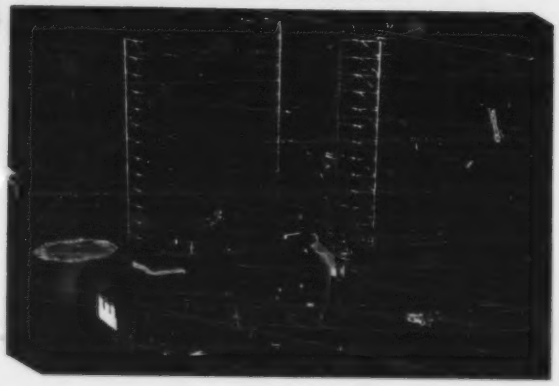
*Embarcation à déploiement rapide sur la côte est.* Photo de P. Davis.

*Installation de forage* Bow Drill 3 *de Husky/Bow Valley à l'œuvre dans les Grands Bancs.* Photo de Husky/*Bow Valley.*






*Brûlage à la torche au puits Cohasset de Petro-Canada sur le plateau Scotian.* Photo de Offshore Photo Service.



# Mot de l'administrateur de l'APGTC, M. Maurice Taschereau

*M. Maurice Taschereau.*

Pour l'APGTC, l'année qui vient de s'écouler en fut une de défis et de rebondissements. Nous sommes bien conscients des effets désastreux de la chute soudaine des prix du pétrole sur les industries du pétrole et du gaz et de leur remontée marquée qui, si elle se maintient, permettra aux travaux dans les terres domaniales de se poursuivre.

Nous savons que les terres domaniales nous offrent des ressources en hydrocarbures et que l'industrie internationale du pétrole considère le Canada comme un pays stable et sûr, qui se prêtera particulièrement bien aux travaux de prospection et de mise en valeur des ressources énergétiques.

Depuis qu'elle a été créée il y a cinq ans, l'APGTC a évolué et a acquis l'expérience qui lui permet de réglementer les travaux de l'industrie de façon plus efficace et plus appropriée. Le défi auquel nous faisons face actuellement consiste à concrétiser le processus réglementaire par le biais de lois et de règlements pour que l'industrie puisse aller de l'avant au moment opportun.

L'année 1986 a été animée à plusieurs égards. Des découvertes importantes ont été faites dans le Nord et au large de la côte est. Le puits Amauligak, dans le Nord, semble être la découverte qui, lorsque les circonstances le permettront, jouera le rôle de pierre angulaire pour la mise en valeur des ressources en hydrocarbures. Panarctic a en effet procédé de nouveau à l'extraction et à l'expédition de pétrole des îles de l'Arctique. Quant au puits de délimitation Cohasset, il semble bien indiquer que le plateau Scotian recèle des gisements pétrolifères récupérables. Toujours au large des côtes de la Nouvelle-Écosse, de nouvelles réserves de gaz ont été identifiées dans le cadre du projet Venture.

Au mois d'avril, le Comité d'examen des incidences environnementales de la côte ouest a conclu que les travaux de prospection au large des côtes de la Colombie-Britannique, au nord de l'île de Vancouver, pourraient reprendre en toute sécurité, à certaines conditions cependant. L'étude environnementale préliminaire du banc Georges est maintenant terminée et donne lieu, depuis l'automne 1986, à des échanges de vues entre l'industrie et le public.

La *Loi fédérale sur les hydrocarbures* figure parmi les initiatives législatives les plus positives mises de l'avant par le gouvernement. Cette loi vient répondre à la plupart des questions soulevées et des critiques faites au cours des dernières années en instaurant un nouveau cadre de réglementation simple, équitable et ouvert au sujet de l'attribution des droits.

L'Accord Canada–Nouvelle-Écosse sur les ressources pétrolières offshore, signé au mois d'août, prévoit qu'un nouvel organisme indépendant remplacera l'actuel Office Canada–Nouvelle-Écosse du pétrole et du gaz offshore.

La *Loi de mise en œuvre de l'Accord Atlantique Canada–Terre-Neuve* a été votée par l'Assemblée législative de Terre-Neuve et du Labrador au mois de juin et devrait être approuvée par le Parlement au début de l'année 1987. Cette loi prévoit un régime de gestion conjointe et un plan de partage des recettes des hydrocarbures extracôtiers de Terre-Neuve et du Labrador. L'Office Canada–Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers est entré en fonction au mois de janvier et, au mois de juin, a donné son accord conditionnel au Plan de retombées économiques et de mise en valeur du projet Hibernia.

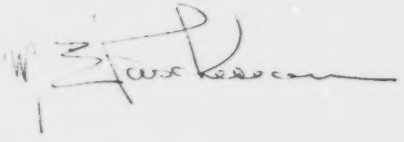
Le mot d'ordre dans la prospection et la mise en valeur de nos ressources au large des côtes est la sécurité. Le rapport du Groupe de travail sur l'*Ocean Ranger*, présenté au ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources au mois de juillet, proposait certaines mesures afin de mettre en vigueur les recommandations de la Commission royale Hickman en ce qui a trait à la réglementation de la sécurité au large des côtes.

À l'APGTC, nous sommes voués à la sécurité. À cet égard, 1986 a été une année fort satisfaisante. En effet, les essais du Système de largage d'embarcations de sauvetage par tangon (PROD) ont été une réussite. Le Système d'évacuation dans l'Arctique, un véhicule amphibie qui peut se déplacer sur l'eau, les banquises et les débris de glace, a été testé avec succès en 1986.

Les hommes et femmes qui voient au développement du potentiel énergétique des terres domaniales connaissent bien la nature des défis auxquels ils font face. L'APGTC est fière de travailler avec eux pour relever ces défis.

J'aimerais profiter de l'occasion pour féliciter M. Ted Baugh, le président de l'Office Canada–Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers, d'avoir mis sur pied, en peu de temps, une équipe qui a pris en main l'administration et la réglementation des activités pétrolières et gazières au large des côtes de Terre-Neuve.

Le personnel de l'APGTC mérite également des remerciements pour le travail qu'il a accompli avec dévouement durant une période où l'activité diminue et où de nouveaux organismes viennent prendre en charge la direction de travaux qui nous incombait dans des régions données.



# Faits saillants de 1986

Au mois de novembre 1986, la *Loi fédérale sur les hydrocarbures* a été approuvée par le Parlement et a obtenu la sanction royale. Promulguée au début de 1987, cette loi vient annuler et remplace la *Loi sur le pétrole et le gaz du Canada*. Elle simplifie le processus de réglementation en ce qui concerne l'octroi des terres domaniales, les redevances et la « canadianisation » de l'industrie pétrolière et gazière dans les terres domaniales. Cette loi mettra de l'avant la politique énergétique du gouvernement, annoncée par les ministres de l'Énergie, des Mines et des Ressources et des Affaires indiennes et du Nord canadien au mois d'octobre 1985.

La *Loi de mise en œuvre de l'Accord Atlantique Canada–Terre-Neuve* a été votée par l'Assemblée législative de Terre-Neuve en juin 1986 et devrait être approuvée par le Parlement au début de 1987. Lorsqu'elle sera promulguée, cette loi permettra de mettre en place un plan de gestion conjointe et de partage des recettes tirées de la prospection et de la mise en valeur des hydrocarbures au large des côtes de Terre-Neuve et du Labrador. Cette loi prévoit également la création de l'Office Canada–Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers et donne à cet organisme le droit de gérer les ressources pétrolières extracôtières. Elle regroupe les dispositions de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures* et de la *Loi sur la production et la conservation du pétrole et du gaz*.

Au mois d'août, le gouvernement fédéral et celui de la Nouvelle-Écosse ont signé l'Accord Canada–Nouvelle-Écosse sur les ressources pétrolières offshore qui prévoit un plan de gestion conjointe et de partage des recettes provenant des ressources pétrolières et gazières extracôtières.

La gestion des ressources pétrolières et gazières extracôtières sera menée par un nouvel organisme indépendant, l'Office Canada–Nouvelle-Écosse du pétrole et du gaz offshore. Les textes législatifs visant à mettre en application l'Accord sont en cours de préparation et l'on prévoit qu'ils seront incorporés à la législation en 1987, tant par le Parlement que par la Nouvelle-Écosse. Comme c'est le cas pour l'Accord Atlantique, la loi qui mettra en vigueur l'Accord Canada–Nouvelle-Écosse sur les ressources pétrolières offshore regroupera les dispositions de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures* et de la *Loi sur la production et la conservation du pétrole et du gaz*.

Le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources a mis sur pied un groupe de travail, composé de représentants du secteur privé, afin de proposer des façons d'appliquer les recommandations faites par la Commission royale Hickman suite au naufrage de l'*Ocean Ranger* en 1982. Dans le rapport qu'il a rendu au ministre au mois de juillet, le groupe de travail a fait ses recommandations en mettant l'accent sur la forme et le contenu d'une loi cadre visant la réglementation de toutes les activités pétrolières et gazières, et devant prévoir, pour une région donnée, un seul et unique organisme chargé de réglementer les travaux dans les terres domaniales. La *Loi sur les activités pétrolières et gazières du Canada* remplacerait l'actuelle *Loi sur la production et la conservation du pétrole et du gaz*.

Au mois d'avril, l'Office Canada–Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers a lancé son premier appel d'offres pour les droits de prospection au large de Terre-Neuve, appel d'offres qui a donné lieu à l'octroi de trois accords d'exploration. Les travaux inhérents à ces accords représentent des dépenses totalisant 4,75 millions de dollars.

Au mois de juin, un autre appel d'offres a été lancé, cette fois-ci pour les droits de prospection au large de l'île de Sable, le deuxième en deux ans. En octobre, l'actuel Office Canada–Nouvelle-Écosse du pétrole et du gaz offshore entreprenait l'évaluation des offres et octroyait les droits de prospection sur une parcelle unique à un consortium dirigé par Petro-Canada.

En avril, le Comité d'examen des incidences environnementales de la côte ouest faisait connaître les résultats de sondages menés auprès du public sur la reprise de la prospection au large des côtes de la Colombie-Britannique, au nord de l'île de Vancouver. Il a recommandé que la prospection reprenne à certaines conditions.

En 1986, l'APGTC a terminé une étude environnementale préliminaire visant à déterminer les répercussions de la prospection du banc Georges sur l'environnement. Cette étude, effectuée à la demande de l'Office Canada–Nouvelle-Écosse du pétrole et du gaz offshore a été menée en consultation avec les ministères fédéraux et provinciaux intéressés. En mai, l'APGTC a publié les résultats de l'étude ainsi qu'un document de travail; l'industrie a commencé à consulter le public à l'automne.

Cinquante-six puits de prospection et de délimitation ont été forés dans les terres domaniales, c'est-à-dire neuf de moins qu'en 1985. Ces forages ont donné lieu à 14 découvertes importantes, dont 11 dans le Nord et 3 au large de la côte est. Les découvertes les plus importantes avaient rapport à des gisements gaziers – puits Minuk d'Esso dans la mer de Beaufort et puits North Triumph de Shell sur le plateau Scotian.

En 1986, le champ pétrolifère Norman Wells a produit plus de 1,4 million de mètres cubes de pétrole et 188 000 mètres cubes de gaz. En septembre, des travaux de forage de puits intercalaires ont été entrepris, 22 puits devraient être forés d'ici avril 1987. Au cours de l'année, 14 puits ont été forés au champ pétrolifère Norman Wells.

# Faits saillants de 1986

Les travaux de prospection qui ont marqué le plus 1986 ont été ceux de Gulf au champ pétrolifère Amauligak, dans la mer de Beaufort. Foré en janvier, le premier puits de délimitation de ce champ a effectivement laissé jaillir du pétrole et du gaz. Un deuxième puits de délimitation, foré à cet endroit, a débité du pétrole et du gaz à peu près à la même profondeur. Trois tests d'écoulement prolongés effectués au deuxième puits de délimitation ont permis d'obtenir des renseignements nouveaux sur le gisement et ses caractéristiques. Le pétrole récupéré lors de ces tests a par la suite été acheminé de la plate-forme de forage au pétrolier *Gulf Beaufort*. Environ 50 400 mètres cubes de pétrole ont été vendus sur le marché japonais : ils constituent la première expédition de pétrole en provenance de la mer de Beaufort.

Les résultats obtenus au puits de délimitation Cohasset A-52 de Petro-Canada ont été très encourageants. Son débit quotidien était de 1 220 mètres cubes; il a par ailleurs permis de constater qu'il existait des possibilités de mise en valeur du pétrole sur le plateau Scotian où l'on retrouve principalement des réserves de gaz.

Au cours de 1986, le forage de puits de prospection s'est poursuivi afin de confirmer la présence d'autres réserves de gaz naturel dans le cadre du projet Venture. Mobil a foré avec succès des puits de délimitation dans un des champs du projet Venture, le champ gazifère Thebaud, faisant ainsi la découverte de gaz dans une zone qui n'avait pas fait l'objet d'essais.

Au mois de juin, l'Office Canada–Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers a publié son premier Rapport de décision dans lequel il donne son approbation conditionnelle à la mise en vigueur du Plan des retombées économiques et de mise en valeur que Mobil et ses partenaires ont présenté à l'Office dans le cadre du projet Hibernia.

Panarctic a de nouveau expédié du pétrole provenant de son champ Bent Horn situé dans les îles de l'Arctique; il s'agissait cette fois d'une cargaison d'environ 16 450 mètres cubes. Le pétrole, transporté jusqu'à la Petite île Cornwallis par l'*Arctic*, a ensuite été transbordé sur un pétrolier qui l'a amené jusqu'à Montréal.

Les essais du prototype du Système de largage d'embarcations de sauvetage par tangon (PROD), un système d'évacuation des installations de forage conçu pour améliorer l'évacuation des plates-formes, ont été menés à bien en 1986. Ce système a été installé à bord de la plate-forme semi-submersible *Bow Drill 3* dans les Grands Bancs.

Les essais du Système d'évacuation dans l'Arctique, un véhicule amphibie qui peut se déplacer sur l'eau, les banquises et les débris de glace, ont débuté en 1986. La mise au point de cet engin s'est faite grâce à l'étroite collaboration de l'APGTC, du ministère de l'Expansion industrielle régionale et de l'industrie.

Au cours de l'année, l'APGTC a participé à la mise au point d'un code de l'Association canadienne de normalisation (ACNOR) pour la conception, la construction et l'installation de plates-formes fixes au large des côtes. Ce code aidera à l'élaboration de règlements s'appliquant aux terres domaniales.

# Gestion fédérale-provinciale et territoriale des terres domaniales

## Terre-Neuve et Labrador

### L'Accord Atlantique

La *Loi de mise en œuvre de l'Accord Atlantique Canada–Terre-Neuve* a été votée par l'Assemblée législative de Terre-Neuve au mois de juin et devrait être approuvée par le Parlement au début de 1987. La promulgation de cette loi a pour but de mettre sur pied un plan de gestion conjointe et de partage des recettes relatif à la prospection et à la mise en valeur des ressources pétrolières au large des côtes de Terre-Neuve et du Labrador. Cette loi prévoit également la création de l'Office Canada–Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers qui sera chargé des questions ayant trait à la gestion des ressources pétrolières et gazières au large des côtes.

Afin que l'industrie du pétrole qui œuvre dans cette zone puisse continuer ses activités de façon soutenue et stable, cette loi regroupe les dispositions de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures* et celles de la *Loi sur la production et la conservation du pétrole et du gaz*, ainsi que leurs règlements d'application.

### Office Canada–Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers

L'Office, habilité à prendre des décisions concernant la gestion des ressources pétrolières et gazières au large des côtes de Terre-Neuve et du Labrador, a maintenant des bureaux à St. John's et exerce toutes les fonctions qui lui ont été confiées.

L'Office Canada–Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers et l'APGTC collaborent dans de nombreux domaines afin que l'application des règlements au large des côtes de Terre-Neuve se conforme à celle qui prévaut dans le reste du Canada. Pour qu'il y ait une coordination efficace des secteurs touchant l'environnement, les pêches, les retombées économiques et la sécurité en mer, l'APGTC et les ministères fédéral et provincial préparent actuellement des protocoles d'entente.

Dans le premier rapport annuel (1985-1986), publié en avril 1986, l'Office fait état des faits saillants suivants :

- dans son Rapport de décision sur le Plan des retombées économiques et de mise en valeur d'Hibernia, l'Office donne son accord conditionnel pour l'exploitation du gisement en question;
- le premier appel d'offres a été lancé et les négociations avec les détenteurs d'accords d'exploration de deuxième génération ont été conclues.

## Nouvelle-Écosse

### L'Accord Canada–Nouvelle-Écosse sur les ressources pétrolières offshore

L'Accord Canada–Nouvelle-Écosse sur les ressources pétrolières offshore, conclu entre le gouvernement fédéral et celui de la Nouvelle-Écosse, a été signé le 26 août 1986. Cet accord de 45 clauses remplace l'Entente Canada – Nouvelle-Écosse sur la gestion des ressources pétrolières et gazières situées au large des côtes et sur le partage des recettes de 1982.

Cet accord prévoit qu'un organisme indépendant, nommé par les deux gouvernements, voit à la gestion conjointe des activités pétrolières et gazières au large des côtes de la Nouvelle-Écosse. Les cinq membres de l'Office Canada– Nouvelle-Écosse du pétrole et du gaz offshore prendront toutes les décisions ayant directement rapport à la gestion des ressources en hydrocarbures au large de la Nouvelle-Écosse.

*Signature de l'Accord Canada–Nouvelle-Écosse sur les ressources pétrolières offshore, à Halifax, le 26 août 1986. De gauche à droite, le ministre fédéral de l'Énergie, des Mines et des Ressources, M. Marcel Masse; le Premier ministre, M. Brian Mulroney; le Premier ministre de la Nouvelle-Écosse, M. John Buchanan; et le ministre provincial des Mines et de l'Énergie, M. Joel Matheson.*

Les décisions fondamentales rendues par l'Office devront être étudiées par les deux gouvernements avant d'être approuvées, notamment :

- les appels d'offres et l'octroi de permis de prospection;
- les modalités de désignation des découvertes importantes et d'octroi de licences de production; et
- l'approbation finale des plans de mise en valeur.

Dans l'empreinte de l'île de Sable et dans la partie néo-écossaise de la baie de Fundy cependant, seule l'approbation du ministre des Mines et de l'Énergie de la Nouvelle-Écosse est nécessaire en ce qui concerne des décisions fondamentales.

Afin de permettre à l'industrie de poursuivre ses activités de façon continue et uniforme dans cette région, la loi de mise en œuvre de l'Accord regroupera les dispositions des lois et règlements fédéraux.

### Office Canada–Nouvelle-Écosse du pétrole et du gaz offshore

Les sept membres de l'actuel Office Canada–Nouvelle-Écosse du pétrole et du gaz offshore se sont rencontrés à sept reprises en 1986.

Au début de l'année 1986, l'Office a émis une demande d'inclusion de terres dans un appel d'offres concernant la zone extracôtière néo-écossaise. Un peu plus tard, au mois de juin, il a émis un appel d'offres concernant les droits de prospection sur quatre parcelles de terre au large de l'île de Sable. Cet appel d'offres, dont le délai expirait en

# Gestion fédérale-provinciale et territoriale des terres domaniales

octobre, était le deuxième lancé par l'Office et représentait environ un million de dollars pour chaque parcelle en termes d'investissement. À la suite de cet appel d'offres, des droits de prospection ont été accordés pour une parcelle à un consortium dirigé par Petro-Canada qui prévoit des dépenses de l'ordre de 1,085 million de dollars.

L'Office a également approuvé les modalités de neuf accords d'exploration de deuxième génération qui prorogent de trois ou quatre ans les premiers accords d'exploration.

De nouvelles lignes directrices sur les retombées concernant la zone extracôtière néo-écossaise ont été approuvées par l'Office. Ces lignes directrices touchent les pratiques d'achat et d'emploi ainsi que les exigences du Canada et de la Nouvelle-Écosse relatives aux rapports sur les retombées économiques.

L'Office a demandé que l'on procède à une évaluation préliminaire des incidences environnementales possibles liées aux travaux de forage de prospection dans le banc Georges. Cette évaluation a été faite par l'APGTC en collaboration avec le Comité Canada–Nouvelle-Écosse de coordination environnementale et avec l'aide d'autres ministères fédéraux et provinciaux.

L'Office a également voté des levées d'impôt au bénéfice du Fonds renouvelable pour l'étude de l'environnement et a passé en revue les projets proposés pour 1986.

Au mois de janvier, l'Office a lancé un programme qui exige que les sociétés pétrolières et gazières dépensent un certain montant d'argent pour la recherche-développement et pour des cours de formation dans le domaine des avoirs fonciers. Ce programme a été mis de l'avant dans le cadre de la *Loi sur l'Accord entre le Canada et la Nouvelle-Écosse sur la gestion des ressources pétrolières et gazières*.

## Territoire du Yukon et Territoires du Nord-Ouest

En 1986, l'APGTC a de nouveau concentré ses efforts sur les relations avec les gouvernements territoriaux, les collectivités et les groupes de pression afin d'affermir ces relations et perpétuer l'esprit de la politique énergétique présentée à la Chambre des communes en octobre 1985. Ces efforts se sont manifestés par des échanges constants au sujet de l'attribution de nouveaux droits de prospection selon le principe de la concurrence.

L'APGTC et le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest ont travaillé en étroite collaboration pour expliquer aux collectivités intéressées le principe d'attribution des droits de prospection et pour discuter des retombées socio-économiques et des questions de la protection de l'environnement. Les collectivités de Fort Norman et d'Arctic Red River -celle d'Arctic Red River étant combinée aux représentants du Mackenzie Delta Regional Council - ont chacune fait part de l'intérêt qu'elles portent à l'attribution de nouveaux droits de prospection dans leurs régions respectives. Le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest et les responsables du Programme des affaires du Nord du ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien ont accordé des fonds à Fort Norman pour que la municipalité puisse engager un spécialiste qui serait chargé de cerner et d'évaluer les possibilités de partage équitable des bénéfices. Vers la fin de l'année, des pourparlers se sont déroulés entre les autorités et Arctic Red River/Mackenzie Delta Regional Council, Fort Norman et Fort Franklin au sujet d'éventuels appels d'offres visant de nouveaux droits de prospection.

La ville de Whitehorse, la bande indienne Kwanlin Dün et une entreprise locale ont indiqué qu'elles seraient intéressées à donner suite à un appel d'offres ayant pour objet la région du bassin de Whitehorse.

Les travaux se sont poursuivis au sujet de l'appel d'offres visant l'attribution de droits de prospection près de Fort Good Hope. Le délai de présentation des offres expirait en février. Un comité composé de représentants des gouvernements fédéral et territoriaux a procédé à l'évaluation des offres et soumis ses recommandations au ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien.

# Gestion des droits

L'APGTC est responsable de la délivrance, de l'enregistrement, du transfert et de l'administration des droits de prospection et de production du pétrole et du gaz dans les terres domaniales. Elle administre en outre, pour le compte du ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources, certains droits miniers du gouvernement fédéral à l'intérieur des provinces.

Au cours de l'année 1986, les activités de l'APGTC dans le cadre de la gestion des droits se sont concentrées sur l'établissement de modalités concernant les accords d'exploration de deuxième génération qui venaient à expiration au cours de l'année. En 1986, les deux offices et l'APGTC ont émis 23 accords. L'APGTC a également délivré une licence de production pour faciliter les essais de production menés par Gulf à Amauligak dans la mer de Beaufort.

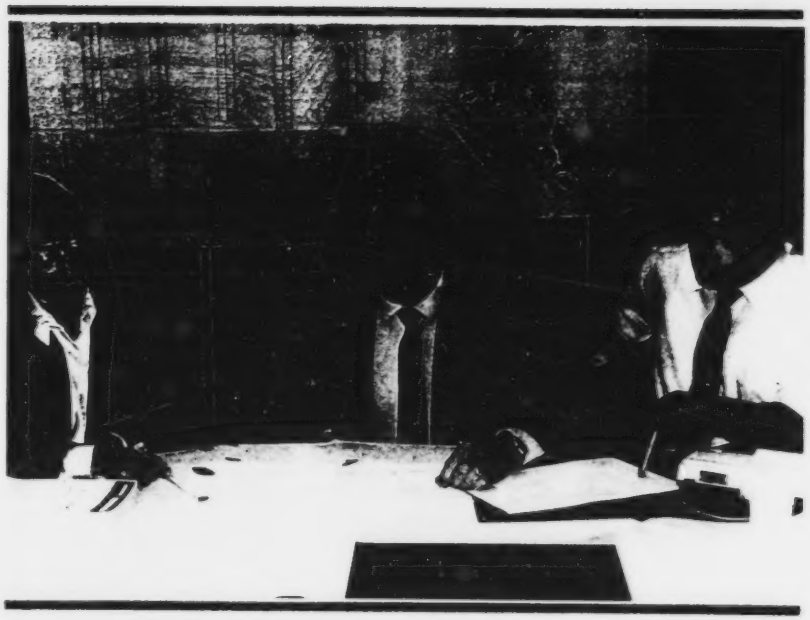
Au cours de cette même année, les sociétés pétrolières et gazières ont rétrocédé ou remis par abandon à la Couronne environ 39 millions d'hectares de terres pour lesquelles elles avaient obtenu le droit de prospection dans le cadre d'accords d'exploration. Les abandons dénotent non seulement les risques inhérents à la prospection dans les terres domaniales, mais également la situation financière peu brillante de l'industrie qui a subi les contrecoups de la chute du prix du pétrole.

Un appel d'offres a été lancé pour l'émission de droits de prospection près de Fort Good Hope dans les Territoires du Nord-Ouest. Le délai de présentation des offres expirait en février. De nouveaux droits de prospection ont été accordés à l'industrie pétrolière pour l'exploitation des gisements sur les terres de la Couronne, suite à un appel d'offres visant des parcelles situées au large des côtes de la Nouvelle-Écosse, de Terre-Neuve et du Labrador.

L'Office Canada–Nouvelle-Écosse du pétrole et du gaz offshore a accepté l'offre de Petro-Canada, en réponse à un appel d'offres qui expirait le 8 octobre 1986 pour une parcelle au large des côtes de la Nouvelle-Écosse.

Après avoir lancé un premier appel d'offres, l'Office Canada–Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers a émis des accords d'exploration visant trois parcelles au large des côtes de Terre-Neuve et du Labrador. Le délai de présentation des offres avait été fixé à février 1986.

Au cours de 1986, l'APGTC a poursuivi les consultations qu'elle avait entreprises auprès de certains organismes et de l'industrie pétrolière, dans le but de préparer l'ébauche de règlements qui seraient édictés aux termes de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures* et ayant trait à l'enregistrement, à l'émission et à l'administration des droits de prospection et de production du pétrole, ainsi qu'à la description et aux levés des terres.



*Évaluation des données techniques au cours du processus de rétrocession des terres.*

# Gestion des droits

| AVOIRS FONCIERS DANS LES TERRES DOMANIALES (à la fin de l'année) | 1982 | 1983 | 1984 | 1985 | 1986 |
|---|---|---|---|---|---|
| Nombre d'accords d'exploration en vigueur* | 47 | 120 | 153 | 150 | 118 |
| Parcelles négociées dans le cadre d'accords d'exploration (en millions d'hectares) | 35,8 | 25,0 | 21,2 | 24,9 | 4,1 |
| Parcelles rétrocédées ou abandonnées (en millions d'hectares) | S/O | 1,6 | 24,7 | 20,0 | 39,2 |
| Parcelles détenues par les sociétés* (en millions d'hectares) | 134,2 | 115,4 | 89,5 | 70,8 | 33,5 |

** Y compris les régions où des découvertes importantes ont été signalées.*

**STATUT DES PARCELLES À LA FIN DE L'ANNÉE 1986**

| | Accords d'exploration en vigueur | Parcelles rétrocédées ou abandonnées (en millions d'hectares) | Parcelles négociées dans le cadre d'accords d'exploration (en millions d'hectares) | Parcelles détenues par les sociétés (en millions d'hectares) | Parcelles en attente* (en millions d'hectares) |
|---|---|---|---|---|---|
| Partie continentale des Territoires | 30 | 3,3 | 0 | 5,7 | 1,1 |
| Delta du Mackenzie et mer de Beaufort | 23 | 3,1 | 0 | 4,2 | 0 |
| Îles de l'Arctique et zone extracôtière de l'est de l'Arctique | 21 | 8,9 | 0,9 | 7,5 | 4,5 |
| Baie d'Hudson | 2 | 11,5 | 0 | 11,6 | 1,4 |
| Grands Bancs et mer du Labrador | 27 | 9,2 | 1,5 | 3,4 | 1,5 |
| Zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse (y compris le golfe du Saint-Laurent) | 15 | 3,2 | 1,7 | 1,1 | 3,4 |
| Côte ouest | 0 | 0 | 0 | 0 | 8,7 |
| Total | 118 | 39,2 | 4,1 | 33,5 | 20,6 |

** « En attente » comprend les zones où les activités de prospection ont été suspendues: côte ouest, baie de Baffin, banc Georges, Saint-Pierre-et-Miquelon, etc.*

**ACCORDS D'EXPLORATION NÉGOCIÉS EN 1986**

| Exploitant | N° de l'accord d'exploration | Nombre d'accords | Superficie (en milliers d'hectares) | Site | Durée (en années) | Puits à forer |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Shell | 275-278 | 4 | 558 | Plateau Scotian | 3 | 2 |
| Mobil | 279 | 1 | 226 | Au sud de l'île de Sable | 4 | – |
| Mobil | 280 | 1 | 271 | Plateau Scotian | 3 | – |
| Dome | 281 | 1 | 120 | À l'est de l'île de Sable | 3 | – |
| Chevron | 282 | 1 | 139 | Î.-P.-É. | 3 | – |
| Mobil | 283 | 1 | 186 | Île de Sable | 3 | 2 |
| Petro-Canada | 284 | 1 | 85 | Plateau Western | 4 | – |
| Petro-Canada | 285 | 1 | 67 | Banquereau | 3 | – |
| Scotia Energy | 286 | 1 | 46 | Chebucto | 3 | – |
| Texaco | 287 | 1 | 50 | Albatross | 4 | – |
| Mobil | 288-292 | 5 | 397 | Grands Bancs | 4 | 8 |
| Petro-Canada | 293 | 1 | 35 | Grands Bancs | 4 | 2 |
| Shell | 294 | 1 | 459 | Grands Bancs | 7 | 1 |
| Amoco | 295 | 1 | 440 | Grands Bancs | 7 | 1 |
| Esso | 296 | 1 | 189 | Grands Bancs | 8 | 1 |
| CMO | 297 | 1 | 931 | Détroit de Lancaster | 8 | – |

# Travaux de prospection

En 1986, 56 puits de prospection et de délimitation ont été forés dans les terres domaniales, 9 de moins qu'en 1985. De ces puits, 40 se trouvaient dans les régions du Nord et 16 étaient au large de la côte est. Il y a eu 14 découvertes importantes, 11 dans le Nord et 3 dans les régions extracôtières de l'Est.

## Partie continentale des Territoires

Pour la troisième année consécutive, les travaux de prospection allaient bon train au sud des Territoires et dans la vallée du Mackenzie. Treize puits de prospection et un puits de délimitation ont été achevés et les travaux de forage de trois puits, forés au cours des années précédentes, ont repris afin d'y effectuer des essais. Ces travaux ont permis de faire quatre découvertes importantes de gaz naturel. Dans la partie sud des Territoires, Paramount a fait deux découvertes de gisements de gaz et a décelé la présence de pétrole dans la région de Cameron Hills, tandis que Northcor enregistrait la présence de gaz au puits Liard F-25A. Petro-Canada a découvert du gaz au puits Bele 0-35, au nord de Norman Wells.

Petro-Canada a effectué des essais dans deux puits de délimitation à l'emplacement de sa découverte de gaz de 1984, à Tweed Lake, au nord-est de Norman Wells. Les essais effectués sur un puits de gaz ont été positifs.

Onze puits de délimitation se sont soldés par un échec : deux dans la région de Colville Hills, quatre au nord-ouest et au sud de Norman Wells dans la plaine du Mackenzie, quatre dans la partie sud des Territoires du Nord-Ouest, et un dans la région du plateau Liard.

## Delta du Mackenzie et mer de Beaufort

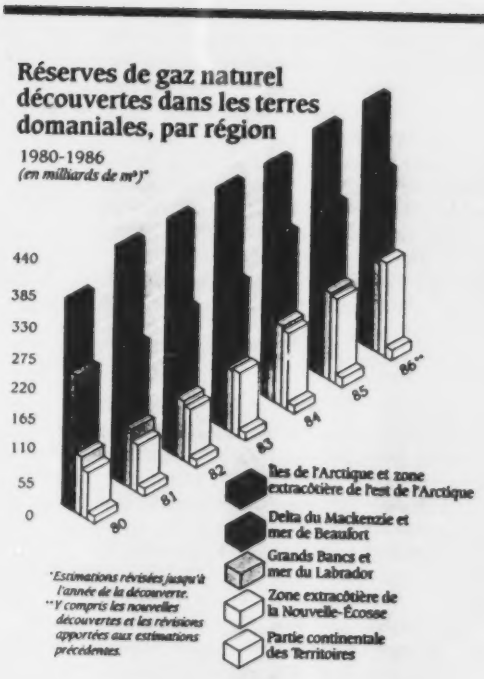
Dans la zone du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort, 24 puits ont été achevés en 1986, dont 15 de prospection et 9 de délimitation. Il y a eu sept découvertes, deux découvertes de gaz et une de pétrole et de gaz dans le delta du Mackenzie, ainsi qu'une découverte de gaz, deux de pétrole et une de pétrole et de gaz au large des côtes de la mer de Beaufort.

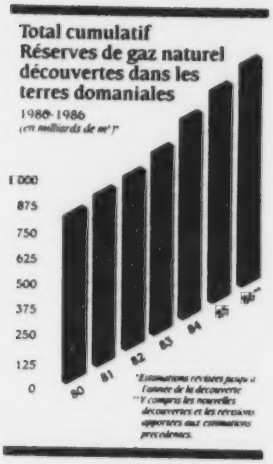
Esso a fait deux découvertes de pétrole et de gaz, dans le même intervalle, dans deux régions différentes : tout d'abord, sur terre, au puits Hansen G-07, près du delta du Mackenzie, ainsi qu'au puits Arnak K-06, au large des côtes, dans la mer de Beaufort. Le débit de pétrole maximum à Arnak K-06 s'élevait à 71 mètres cubes par jour, tandis que le débit de gaz à Hansen G-07 pouvait atteindre 663 000 mètres cubes par jour.

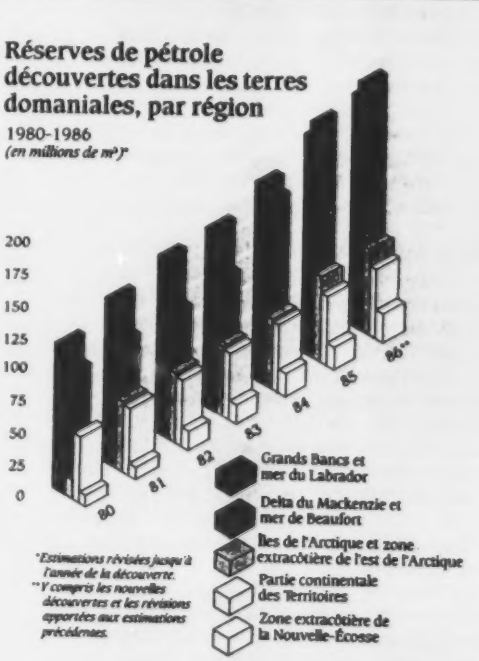
Sur la côte, près du delta du Mackenzie, le puits Unak L-28 de Shell a été abandonné après avoir débité du gaz. À Ikhil K-35, les essais que Gulf a effectués n'ont révélé la présence que de petites quantités de gaz.

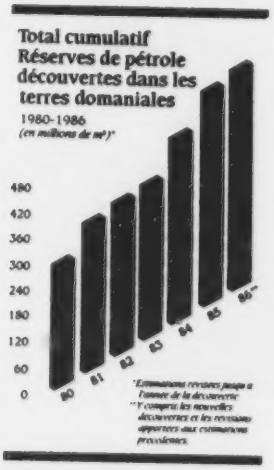
Au large des côtes de la mer de Beaufort, du pétrole a été récupéré du puits de prospection Havik B-41 de Dome et du puits de prospection Amauligak I-65A de Gulf. Les essais effectués par Esso au puits Minuk I-53 ont permis de faire jaillir du pétrole d'un seul intervalle à un rythme pouvant atteindre 737 000 mètres cubes par jour.

En 1986, les travaux de forage de six des neuf puits de délimitation servaient d'essais pour faire suite aux



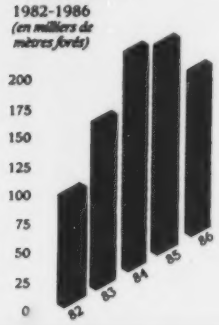



# Travaux de prospection

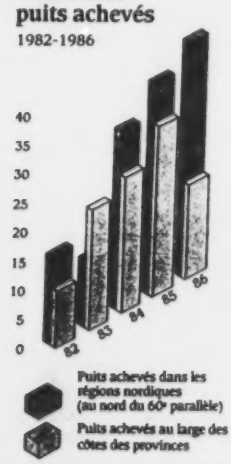
**Forages de prospection dans les terres domaniales**

1982-1986
*(en milliers de mètres forés)*




**Nombre de puits achevés**

1982-1986




découvertes de pétrole, réalisées par Esso en 1985, à Tuk J-29. Quoique le débit de Tuktuk D-11 pouvait atteindre 190 mètres cubes par jour, plusieurs puits étaient à sec et plusieurs autres ne contenaient que de petites quantités de pétrole.

Environ 565 000 mètres cubes de gaz jaillissaient quotidiennement du puits de délimitation Adgo G-24 d'Esso. Le premier puits de délimitation Amauligak de Gulf, le I-65, laissait jaillir jusqu'à 1 186 mètres cubes de pétrole par jour, ainsi que de petites quantités de gaz. Le deuxième puits de délimitation, Amauligak I-65B, permettait d'obtenir jusqu'à 2 067 mètres cubes de pétrole par jour, dans le cadre d'essais d'écoulement prolongés.

## Îles de l'Arctique et zone extracôtière de l'est de l'Arctique

Dans les îles de l'Arctique, Panarctic n'a pas obtenu de succès lors du forage de deux puits de prospection sur des plates-formes de glace. Il s'agit des deux derniers puits qui font partie du programme de forage de Panarctic. Pour la première fois depuis 1967, Panarctic fermait sa base de Rae Point, marquant ainsi la fin de 19 ans d'activités de prospection dans les îles de l'Arctique.

## Zone extracôtière de Terre-Neuve

Huit puits ont été achevés et un autre a été suspendu au cours de 1986. Six d'entre eux étaient des puits de prospection, dont un a permis de réaliser une découverte importante. En effet, du pétrole a jailli de trois intervalles du puits Fortune G-57 de Husky/Bow Valley, jusqu'à un rythme maximum de 786 mètres cubes par jour.

Le forage de délimitation a permis d'enregistrer des résultats positifs au puits Terra Nova I-97 de Petro-Canada, dont le débit de pétrole a atteint 790 mètres cubes par jour, ainsi qu'au puits Whiterose L-61 de Husky/Bow Valley, dont la production quotidienne de gaz se chiffrait à 685 000 mètres cubes. Au puits de délimitation North Ben Nevis M-61 de Husky/Bow Valley, les travaux ont été suspendus jusqu'à la reprise des essais en 1987.

## Zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse

Au large des côtes de la Nouvelle-Écosse, huit puits, dont quatre de prospection et quatre de délimitation, ont été forés jusqu'à la profondeur maximale au cours de l'année. Le forage des puits de prospection a permis de faire une découverte de gaz, une découverte de pétrole et de localiser la présence de gaz à un autre endroit. Seul le Tantallon M-41 de Shell était à sec.

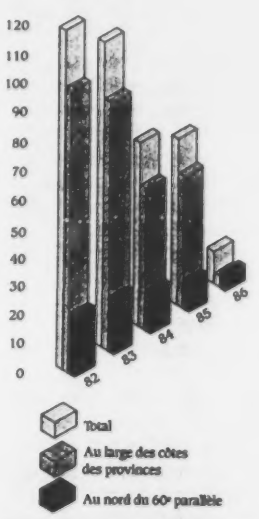
La découverte North Triumph G-43 de Shell a débité du gaz au rythme moyen d'un million de mètres cubes par jour. Suite à cette découverte, les travaux de forage de North Triumph B-52 ont été entrepris. Il s'agit d'un puits de délimitation dont le débit de gaz a atteint 800 000 mètres cubes par jour.

Shell a enregistré un autre succès, cette fois à son puits Panuke B-90, dont le débit de pétrole est évalué à 969 mètres cubes par jour. Husky/Bow Valley a effectué des essais à West Chebucto K-20, situé au sud du gisement découvert à North Triumph. Ce puits a permis d'extraire du gaz à un rythme de 187 000 mètres cubes par jour, mais il ne s'agit pas pour autant d'une découverte importante.

Les travaux de forage des quatre puits de délimitation au large des côtes de la Nouvelle-Écosse ont été des succès. En plus des activités qu'elle entreprenait au puits North Triumph, la société Shell a effectué des essais qui ont permis d'établir un débit quotidien de gaz au puits Glenelg N-49 de 880 000 mètres cubes. Le puits de délimitation Thebaud C-74 de Mobil a laissé jaillir du gaz de différents intervalles à un rythme pouvant atteindre 1,3 million de mètres cubes par jour. Petro-Canada a également connu du succès au puits de délimitation Cohasset A-52. Les essais effectués dans différentes zones ont permis de déterminer que le débit de pétrole pouvait atteindre 1 220 mètres cubes par jour. Il s'agit de pétrole de bonne qualité et les essais ont démontré non seulement le potentiel d'exploitation dans ce genre de formation géologique, mais également les possibilités de mises en valeur futures.

**Sondages sismiques à réflection effectués dans les terres domaniales**

1982-1986
*(en milliers de km)*



# Travaux de mise en valeur

## Norman Wells — Partie continentale des Territoires

Au cours de 1986, les installations de Norman Wells ont produit environ 1 411 000 mètres cubes de pétrole. Quoique ce champ produisait à longueur d'année en moyenne 3 780 mètres cubes par jour, la production quotidienne avait augmenté en septembre à plus de 4 000 mètres cubes. La production de gaz naturel en 1986 totalisait 188 000 mètres cubes.

La phase II des travaux de forage prévus a été achevée en mars. En septembre, Esso a entrepris un programme de forage intercalaire qui prévoit le forage de 22 puits d'ici avril 1987. Au cours de 1986, les travaux de forage de 14 puits de mise en valeur ont été achevés à Norman Wells.

Les premiers travaux de conception, néanmoins, ont permis d'augmenter la capacité de production de l'usine de gaz naturel. La construction devrait être terminée avant la fin de 1987.

## Pointed Mountain — Partie continentale des Territoires

Les gisements gazifères de Pointed Mountain, en exploitation depuis 1972, avaient produit 7 675 milliards de mètres cubes de gaz à la fin de 1986. La capacité de production quotidienne de l'usine de traitement du gaz est de 5,4 millions de mètres cubes. L'ensemble de la production en 1986 est évaluée à 205 millions de mètres cubes, comparativement à 226 en 1985.

## Amauligak — Mer de Beaufort

En février, Gulf a annoncé les résultats obtenus suite aux travaux de forage du premier puits de délimitation de la découverte Amauligak de 1984. Le débit de pétrole et de gaz naturel qui s'échappait de nombreux intervalles du puits Amauligak I-65 était bien supérieur à la moyenne. Compte tenu du succès obtenu lors du forage du puits de délimitation, la confirmation de l'importance des gisements découverts peut très bien transformer Amauligak en un des plus importants centres de production dans la mer de Beaufort.

Gulf a procédé au forage de deux autres puits, Amauligak I-65A et I-65B depuis le *Molikpaq*, un caisson mobile conçu pour l'Arctique. L'exploitant a effectué un programme d'essai aux tiges ainsi que différents essais d'écoulement prolongés à trois endroits du puits de délimitation I-65B. Le pétrole produit a été brûlé au cours des deux premiers essais d'écoulement prolongés puisque les glaces empêchaient un pétrolier de jeter l'ancre dans les environs. Au cours de la troisième série d'essais, néanmoins, le pétrole brut a pu être transbordé sur le *Gulf Beaufort* qui avait jeté l'ancre à proximité du *Molikpaq*. Environ 50 400 mètes cubes de pétrole ont été mis à bord du pétrolier et par la suite expédiés au Japon par le tracé du Nord de l'Alaska.

Gulf envisage de procéder au forage d'autres puits de délimitation à Amauligak en 1987 et de se lancer dans la production saisonnière en 1988.

## Bent Horn — Îles de l'Arctique

Pour la deuxième année consécutive, Panarctic expédiait en septembre du pétrole en provenance de Bent Horn. Il s'agit cette fois d'une cargaison de 16 450 mètres cubes chargée à bord de l'*Arctic*, un navire affecté au transport du pétrole et du minerai brut sur les mers de glace. Escorté par un brise-glace de la Garde côtière, le *John A. Macdonald*, l'*Arctic* transportait le pétrole à la Petite île Cornwallis. En cours de route, il a déchargé 800 mètres cubes de sa cargaison à Resolute afin de déterminer si le pétrole peut servir de combustible pour les génératrices alimentées au diesel qui desservent cette collectivité. si l'expérience s'avère concluante, les habitants de Resolute, ainsi que d'autres collectivités du passage du Nord-Ouest, pourraient s'approvisionner régulièrement en pétrole en provenance de Bent Horn.

À la Petite île Cornwallis, le reste du pétrole brut a été transbordé sur un pétrolier ordinaire, l'*Imperial Bedford*, et acheminé vers la raffinerie de Petro-Canada à Montréal.

Les travaux de production se sont poursuivis suite à l'expédition du pétrole par bateau et les réservoirs contiennent actuellement 13 540 mètres cubes de pétrole, prêts à être livré en 1987. À la fin de la saison de production, Panarctic a une fois de plus fermé les installations de Bent Horn où la société reprendra ses activités à l'été 1987.

## Hibernia — Zone extracôtière de Terre-Neuve

En juillet, l'Office Canada—Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers a approuvé le projet de mise en valeur de Mobil et l'a assujetti à certaines modalités. Il insistait notamment pour que la société poursuive ses recherches sur les gisements d'Avalon ainsi que sur les possibilités de récupération des ressources pétrolières d'Hibernia par injection de gaz miscibles.

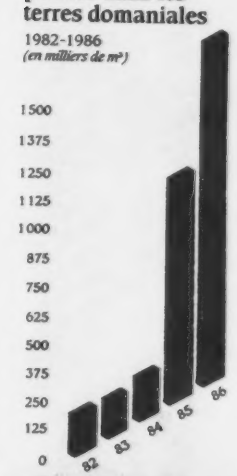
Étant donné l'état actuel de l'économie mondiale, il est de plus en plus difficile d'établir l'échéancier des travaux de mise en valeur, quoique l'on prévoit toujours que ces derniers débuteront en 1992. À la fin de l'année, des négociations fiscales étaient en cours entre les promoteurs et des représentants des gouvernements fédéral et provincial.

## Venture — Zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse

Cette année, Mobil a procédé au forage et à l'essai d'un quatrième puits Thebaud, Thebaud C-74, qui a permis de découvrir une forte concentration de gaz naturel dans cette zone productrice, dont le débit maximal quotidien se chiffre à 1,3 million de mètres cubes. Ce puits permet de croire que les ressources en hydrocarbures récupérables sont beaucoup plus importantes que celles prévues au départ au champ Thebaud, ainsi que pour l'ensemble du projet Venture. Comme dans la plupart des programmes de mise en valeur des richesses pétrolières au large des côtes, le fléchissement du cours mondial du pétrole provoque des délais.

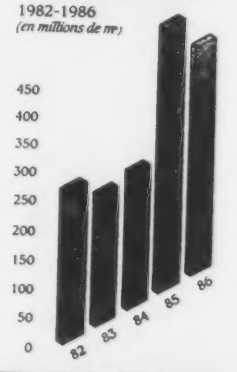
**Production de pétrole dans les terres domaniales**

1982-1986
*(en milliers de m³)*




**Production de gaz dans les terres domaniales**

1982-1986
*(en millions de m³)*



# Conservation des ressources

*Ingénieurs de l'APGTC évaluant les registres de forage.*

La conservation des ressources pétrolières et gazières est un des éléments les plus importants du mandat de l'APGTC. Elle comprend l'examen des registres de forage et l'analyse des essais aux tiges effectués pour les découvertes d'hydrocarbures, la vérification de l'importance des gisements des champs connus, l'évaluation des projets de mise en valeur (le champ gazifère Venture et le champ pétrolifère Hibernia), la détermination de la capacité de production par une série d'essais (Amauligak I-65B) ainsi que l'examen des plans de mise en valeur proposés, tel l'exploitation du gisement gazifère Tuk et du champ pétrolifère Cohasset.

## Champ pétrolifère Norman Wells

Grâce à une banque de données informatisée sur la production, l'APGTC est en mesure de rassembler les données sur la production et l'injection au champ pétrolifère Norman Wells. Mises en rapport avec d'autres données qui relèvent du domaine de la géologie et du génie, ces données permettent de déterminer le rendement des gisements. Lorsqu'un nombre suffisant de renseignements ont été recueillis et que l'on a pu déterminer certaines constantes, une étude de simulation du gisement est entreprise afin d'évaluer la capacité de production du champ. La combustion de gaz naturel à l'état brut a été réduite à Norman Wells et sera à toute fin pratique éliminée dès que d'autres modifications auront été apportées à l'usine en 1987. D'autres travaux de forage entrepris en 1986-1987 permettront de porter le nombre de puits à 287, soit 130 puits d'injection et 157 puits de production.

## Champ gazifère Venture

L'APGTC a procédé à une étude géologique et à une analyse complètes des gisements du champ de gaz naturel Venture. Cette analyse a permis de compiler une représentation des ressources en gaz grâce à la technique de simulation des gisements. Ainsi, il a été possible d'étudier en profondeur les variations des gisements, les caractéristiques des déplacements du gaz naturel, l'écoulement des nappes aquifères et de déterminer les endroits où il serait intéressant de procéder à d'autres travaux de forage de puits de production.

L'étude d'un phénomène de surpression sur le plateau Scotian est également terminée. Elle a permis d'identifier plusieurs caractéristiques régionales et, suite à l'analyse des registres de forage, a mis en relief certains indices qui permettent de déceler la présence de pressions anormales. Les résultats de ce genre de travaux de recherche sont de la plus haute importance dans le domaine de la sécurité au cours des travaux de forage. Ils permettent de mieux comprendre comment se produit un excédent de pression dans les gisements de gaz naturel et seront d'un grand secours dans le cadre des activités de mise en valeur des ressources au large des côtes. Cette étude, ainsi que certaines recherches en cours, permettront de découvrir d'autres méthodes pour déterminer l'importance des gisements, l'efficacité des techniques de récupération, la nature des gisements et celles des installations des futurs puits de forage.

## Champ pétrolifère Hibernia

Une étude géologique détaillée des gisements a été entreprise en réponse à certains problèmes de conservation résultant du Plan de mise en valeur du champ Hibernia soumis par Mobil. L'étude mettait en relief la possibilité que des déplacements naturels par phase miscible se produisent dans les sables d'Hibernia. Si tel est le cas, il serait possible d'augmenter l'efficacité des méthodes de récupération des gisements. L'étude indiquait également que le potentiel des gisements d'Avalon était sans doute supérieur à ce que l'on avait prévu au départ. Le brûlage à la torche des gaz qui a été proposé est considéré comme étant excessif, notamment dans la mesure où les ressources gazières pourraient être réinjectées si le plan d'injection de gaz miscibles est adopté.

Les résultats de cette étude ont été présentés sous forme de recommandations dans un rapport soumis à l'Office Canada–Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers. L'Office a tenu compte des questions soulevées et les a incluses dans les modalités de son *Rapport de décision* publié en juin 1986.

# Protection du travailleur

## Règlements et lignes directrices

Depuis sa création en 1981, l'APGTC voit à l'administration des règlements de la *Loi sur la production et la conservation du pétrole et du gaz* dans le but d'assurer la santé et la sécurité des travailleurs du secteur pétrolier dans les terres domaniales. Au cours de 1984, le Parlement a promulgué une loi, la Partie IV du *Code canadien du travail*, afin de consolider les nombreuses lois fédérales qui régissent la santé et la sécurité au travail. L'APGTC travaille en étroite collaboration avec Travail Canada afin d'élaborer des règlements qui touchent la santé et la sécurité des travailleurs du secteur pétrolier. L'Administration est également en rapport avec la Garde côtière canadienne afin d'assurer que les travailleurs chargés des travaux de prospection au large des côtes bénéficient des mesures de sécurité et de protection de la santé dont jouissent les membres du personnel affectés au forage.

L'APGTC siège aux comités techniques et d'organisation de l'ACNOR afin de mettre au point un code devant régir la conception, la construction et l'installation des plates-formes de forage fixes affectées à la production. Ce code préliminaire, qui devrait être publié en 1987, établira certaines normes qui tiennent compte de la technologie moderne afin d'assurer un certain degré de sécurité aux travailleurs des champs pétrolifères.

En septembre, on a publié une mise à jour des *Lignes directrices et procédures du règlement concernant le forage des puits de pétrole et de gaz naturel au Canada*. Ce texte a pour but de fournir des renseignements sur les règlements pertinents ainsi que sur les procédures et les politiques ministérielles à respecter. Il comprend les plus récentes lignes directrices qui régissent les boues de forage à base d'huile, les programmes de protection de l'environnement physique, les trousses de premiers soins et de médicaments ainsi que les exigences de formation au sein de l'industrie. Ces lignes directrices sont mises en vigueur à Terre-Neuve et au Labrador par l'Office Canada–Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers et dans l'ensemble des autres terres domaniales par l'APGTC.

Des travaux sont actuellement en cours afin de mettre au point des lignes directrices pour les appareillages sous-marins, les installations de production flottantes, les plate-formes de forage fixes ainsi que les pipelines et autre équipement en usage dans l'Arctique.

## Normes régissant les unités mobiles de forage en mer ainsi que les navires de service.

Avant d'autoriser la mise en service d'une unité mobile de forage en mer dans les terres domaniales, il est nécessaire de se procurer une lettre de conformité, ou un certificat équivalent, auprès de la Garde côtière canadienne, afin de prouver que la plate-forme répond aux normes canadiennes en ce domaine. Ces démarches s'ajoutent à la nécessité d'obtenir des certificats émis par le pays d'immatriculation ainsi que par l'organisme de classification approprié.

## Groupe de travail sur la sécurité en mer

En avril, le gouvernement a fait connaître sa réaction suite aux recommandations de la Commission royale Hickman

*Exercices de survie en mer effectués par des travailleurs au large des côtes.* Photo de P. Davis.

**STATUT DES RÈGLEMENTS CONCERNANT LA PROTECTION DES TRAVAILLEURS**

| Règlements | Envergure | Statut |
|---|---|---|
| Règlement concernant le forage de puits de pétrole et de gaz naturel au Canada | Réglementer les mesures de sécurité et d'inspection en usage sur les installations de forage des terres domaniales. | En voie d'être modifié afin d'y inclure les recommandations pertinentes touchant la sécurité énoncées dans le rapport de la Commission royale Hickman, ainsi que des normes reliées aux unités mobiles de forage en mer, et afin de tenir compte des découvertes dans le domaine de la technologie et de l'équipement. |
| Règlement sur la production et la conservation du pétrole et du gaz au Canada | Réglementer les mesures de sécurité et de conservation en usage dans les installations de production de pétrole et de gaz des terres domaniales. | L'ébauche de cette réglementation est actuellement devant le Bureau du Conseil privé pour fins d'examen et d'approbation. |
| Règlement sur les travaux géophysiques relatifs au gaz | Réglementer les mesures de sécurité et d'inspection reliées aux travaux géophysiques et protéger l'environnement sur les terres domaniales. | La dernière ébauche a été soumise à l'industrie pour examen. Les règlements seront soumis au Bureau du Conseil privé pour fins d'examen et d'approbation. |
| Règlement sur les installations de production de pétrole et de gaz au Canada | Réglementer les mesures de sécurité et d'inspection liées à la conception, à la construction et à l'entretien des installations de production utilisées dans les activités de mise en valeur et de production de pétrole et de gaz dans les terres domaniales. | Actuellement à l'état d'ébauche. Ces règlements contiendront des exigences spéciales qui seront mises au point grâce à l'aide d'experts-conseils. |
| Règlement concernant la santé et la sécurité au travail au Canada | Réglementer, d'après les dispositions du *Code canadien du travail*, la santé et la sécurité des travailleurs chargés de la prospection, de l'exploitation, de la conservation, du traitement ou du transport des hydrocarbures. | Une ébauche des règlements est actuellement devant le Bureau du Conseil privé pour fins d'examen et d'approbation. |
| Règlement concernant la santé et la sécurité au travail dans les secteurs pétrolier et gazier | Réglementer les mesures prises pour assurer la santé et la sécurité des travailleurs chargés de la prospection, de l'exploitation, de la conservation, du traitement ou du transport des hydrocarbures dans les régions qui ne sont pas soumises aux dispositions du *Code canadien du travail*. | Une première ébauche est en cours de préparation. |
| Règlement sur les opérations de plongée relatives au pétrole et au gaz | Réglementer les mesures de sécurité et d'inspection liées aux travaux de plongée sous-marine au large des côtes des terres domaniales. | Ces règlements sont actuellement devant le Bureau du Conseil privé pour fins d'examen et d'approbation, et devraient être promulgués en 1987. |
| Règlement sur les oléoducs et les gazoducs extracôtiers | Réglementer les mesures de sécurité et d'inspection liées à la conception, à la construction et à l'entretien des oléoducs et des gazoducs au large des côtes des terres domaniales. | Une ébauche de réglementation fait actuellement l'objet d'une étude interne. |
| Règlement sur les oléoducs et les gazoducs sur terre | Réglementer les mesures de sécurité et d'inspection liées à la conception, à la construction et à l'entretien des oléoducs et des gazoducs sur les terres domaniales. | L'ébauche de cette réglementation sera amorcée après que le Bureau du Conseil privé aura approuvé les règlements concernant les oléoducs et les gazoducs au large des côtes. |

# Protection du travailleur

concernant le désastre marin de l'*Ocean Ranger* et a annoncé que la plupart des recommandations de la Commission avaient été mises en pratique, sinon en totalité, du moins en partie. Le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources a également annoncé, à la même occasion, la mise sur pied d'un groupe de travail composé de représentants du secteur privé, afin d'aider à la formulation de propositons qui seront adressées au Conseil des ministres et qui ont rapport aux recommandations de la Commission Hickman les plus litigieuses. Ces propositions font actuellement l'objet d'un examen.

Dans son rapport soumis en juillet au ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources, le Groupe de travail recommandait de modifier la législation concernant les mesures de sécurité en usage lors d'activités pétrolières et gazières au large des côtes. Dans l'éventualité où les recommandations du Groupe de travail seraient entérinées, l'industrie et les gouvernements des Territoires et des provinces de l'Atlantique devraient être consultés afin de déterminer la façon de les appliquer.

## Comités consultatifs

Dans le but de promouvoir la sécurité au large des côtes, l'APGTC siège à de nombreux comités. L'un d'eux, le Comité consultatif des services de santé dans les terres domaniales, s'occupe des questions liées à la santé, à la sécurité et à l'aide médicale dans les régions extra-côtières. Le Comité participe, pour le compte de l'APGTC, à l'élaboration de règlements et de directives concernant les services de santé au large des côtes.

Le Comité consultatif de la sécurité dans les terres domaniales permet au gouvernement et à l'industrie de se réunir afin d'examiner et de promouvoir la sécurité dans le cadre des activités de prospection et de production dans les terres domaniales. Au cours de 1986, ce comité s'est penché sur les règlements et directives de l'APGTC, les directives en matière de santé, les programmes de recherche-développement, les opérations de recherche et de sauvetage, les normes régissant les activités au large des côtes ainsi que sur d'autres sujets liés à la sécurité.

## Groupe de travail sur le forage en zone de géopression

Un comité consultatif, regroupant des représentants de l'APGTC et de l'industrie, a été formé au cours de l'année afin d'examiner les problèmes énoncés dans un rapport commandé par l'APGTC et de faire part de ses commentaires. Le rapport était intitulé *An Examination of Safety Procedures and Practices Used in Exploratory Drilling Operations Conducted in Abnormally Pressured Formations in the Scotian Shelf Area.* Le Groupe de travail avait le mandat d'examiner la technologie et les pratiques en usage dans l'industrie pétrolière afin de recommander des mesures susceptibles d'accroître la sécurité dans le domaine du forage en zone de géopression. Les recherches du Groupe ont porté principalement sur l'estimation de la présence de pression, la détection de la pression, la conception des canalisations ainsi que le matériel et les procédures de contrôle des puits.

## Formation en matière de sécurité

Au mois d'août, l'Association pétrolière du Canada, suite à une consultation auprès de l'Association canadienne des entrepreneurs en forage pétrolier, a publié une série de directives afin de déterminer les besoins en formation ainsi que les compétences requises pour chaque genre de travail effectué sur les unités mobiles de forage dans les zones au large de la côte est. Les lignes directrices ont pour but d'établir des exigences de base à l'intention de toutes les sociétés qui participent à des activités de mise en valeur au large de la côte est. Elles sont énumérées dans l'édition de septembre 1986 des *Lignes directrices et procédures du Règlement concernant le forage des puits de pétrole et de gaz naturel du Canada.*

L'APGTC fait également partie d'un comité technique, composé de représentants du Service de formation dans l'industrie pétrolière, de l'Association canadienne des entrepreneurs en forage pétrolier ainsi que d'autres associations industrielles. Ce comité est chargé de mettre sur pied un programme de formation à l'intention des travailleurs, dans le but de sensibiliser ces derniers aux effets particulièrement nocifs des gaz d'hydrogène sulfuré et de leur indiquer les procédures à suivre dans l'éventualité où ils se trouvent en présence de ce gaz.

## Inspections

Au cours des travaux de forage, des inspections de chaque installation sont effectuées sur place afin d'évaluer les mesures de sécurité et l'efficacité des activités en cours et de s'assurer que ces dernières se conforment aux règlements et lignes directrices. Au cours de 1986, l'APGTC a procédé à l'inspection de 114 installations de forage.

Des inspections ont eu lieu à intervalles réguliers à Norman Wells afin de s'assurer que les installations principales de traitement, les raffineries et les autres installations fonctionnaient de façon sécuritaire et efficace. Un inspecteur de l'APGTC était en poste sur le *Molikpaq*, le caisson mobile de Gulf conçu pour l'Arctique, tout au long de la période où se sont déroulés les essais d'écoulement prolongés à Amauligak I-65B, afin de surveiller les travaux en cours et de vérifier s'ils sont bien conformes aux procédures imposées dans le cadre de ces essais.

Des agents des services météorologiques du Service de l'environnement atmosphérique ont inspecté et approuvé l'installation d'instruments météorologiques pour le compte de l'APGTC, lorsque les unités de forage étaient ancrées au port. Quand ces unités sont sur les lieux de forage, les agents des services météorologiques procèdent régulièrement à des inspections qui comprennent l'évaluation des procédures d'observations météorologiques et le calibrage des instruments.

## Planification des mesures d'urgence

Aux termes des Règlements concernant le forage de puits de pétrole et de gaz naturel au Canada, les sociétés

pétrolières doivent prévoir des mesures d'urgence. Il peut s'agir de situations telles que les blessures graves ou les décès, les incendies, les explosions, la perte ou l'endommagement des installations de forage et des navires de service, la perte de contrôle du puits, les risques de pollution, les dangers posés par la proximité des glaces ou les possibilités de collision avec d'autres navires.

Tout comme par les années passées, les exploitants ont fait l'essai de leurs systèmes de communication et ont effectué des exercices in situ afin de déterminer l'efficacité des mesures d'urgence en usage dans les sociétés ou au sein de l'industrie pétrolière. Au cours d'un de ces exercices, les mesures prises par un exploitant pour éviter une collision ont été mises à l'épreuve lors d'un essai où l'on simulait l'approche d'un navire qui poursuivait une trajectoire rectiligne. Des inspecteurs qui analysaient le cours des événements depuis les côtes et sur la plate-forme ont permis d'évaluer les mesures mises en œuvre par la société face à l'imminence d'une collision au fur et à mesure que se déroulaient les différentes étapes d'un scénario conçu pour l'occasion.

Dans la mer de Beaufort, Gulf, Esso et Dome ont maintenu l'entente conclue sur les techniques de recherche et de sauvetage, les procédures d'évacuation et les mesures à prendre en cas d'urgence.

## Accidents avec perte de temps

Le nombre d'accidents avec perte de temps, exprimé en millions d'heures-personnes de travail, est utilisé par l'industrie et les organismes gouvernementaux pour comparer la fréquence des accidents dont est victime le personnel de divers secteurs industriels.

En plus des accidents avec perte de temps énumérés dans le tableau ci-dessous, 26 autres accidents de ce genre ont été signalés au cours des travaux de prospection dans les terres domaniales. La plupart de ces accidents ont eu lieu dans les bases côtières des exploitants.

Aucun accident mortel lié à la prospection pétrolière et gazière n'a eu lieu en 1986.

## Glace de mer et icebergs

En 1985-1986, la saison des glaces sur la côte différait considérablement de celle de la saison précédente. En 1986, les glaces dans la région d'Hibernia étaient moins denses et ne s'étendaient pas aussi loin vers le sud. Au 1er avril, les glaces s'étaient retirées de la région des travaux de forage, et seulement 1 000 heures de forage avaient été perdues, comparativement à 8 000 en 1985. Dans la région des Grands Bancs, à peine une heure de forage a été perdue à cause de la proximité d'icebergs, alors que l'année précédente, il s'agissait de 43 jours. Sur le plateau Scotian, aucune interruption des travaux de forage n'était attribuable à l'état des glaces.

Dans la mer de Beaufort, des glaces flottantes très denses sont entrées en collision à trois reprises avec le *Molikpaq*, ancré dans la région d'Amauligak. Les travaux de forage ont été interrompus à deux occasions et le personnel a été évacué sans qu'aucun incident ne soit enregistré. Dans la mer de Beaufort, la débâcle a eu lieu une semaine plus tôt en juillet et la saison d'eau libre s'est prolongée plus que normalement en août et en septembre. Le *Gulf Beaufort* a pu demeurer à Amauligak jusqu'à la fin des essais d'écoulement prolongés à la mi-septembre.

## Recherche - développement

La recherche-développement (R-D) est de la plus haute importance, compte tenu des responsabilités de l'APGTC dans le domaine de la réglementation. Des techniques éprouvées doivent être adaptées à des milieux particuliers et il est parfois essentiel de créer, d'évaluer et d'utiliser de nouvelles techniques afin de répondre aux exigences canadiennes.

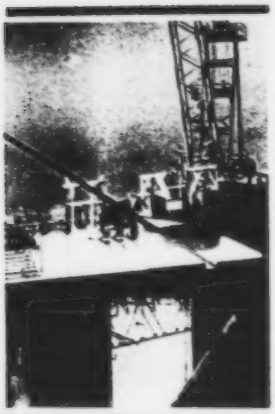
Grâce à des travaux de R-D, le Programme de recherche et de développement énergétiques (PRDE) permet au gouvernement fédéral de respecter ses engagements dans

**ACCIDENTS AVEC PERTE DE TEMPS DANS LES TERRES DOMANIALES EN 1986**

| | Heures-personnes sur les lieux de travail | | Accidents avec perte de temps | | Fréquence des accidents (accidents avec perte de temps/$10^6$ heures-personnes) | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | Installations de forage | Navires de service et de secours | Installations de forage | Navires de service et de secours | Installations de forage | Navires de service et de secours |
| Partie continentale des Territoires | 347 556 | S/O | 8 | S/O | 23,02 | S/O |
| Delta du Mackenzie et mer de Beaufort | 1 150 800 | 344 428* | 27 | 5 | 23,46 | 14,52 |
| Îles de l'Arctique et zone extracôtière de l'est de l'Arctique | 87 840 | S/O | 6 | S/O | 68,31 | S/O |
| Grands Bancs et mer du Labrador | 1 065 928 | 416 294 | 13 | 13 | 12,20 | 31,23 |
| Zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse | 652 120 | 217 018 | 20 | 4 | 30,67 | 18,43 |
| Total | 3 304 244 | 977 740 | 74 | 22 | 22,40 | 22,50 |

**Estimations*

# Protection du travailleur



*Le Système de largage d'embarcations de sauvetage par tangon (PROD) installé sur* Bow Drill 3 *de Husky/Bow Valley*

le domaine de l'approvisionnement en pétrole brut, en gaz naturel et en électricité.

En 1986, l'APGTC a dirigé plusieurs importants travaux de R-D dans le cadre de ce programme, a présidé le Comité de R-D du PRDE sur le génie maritime et a participé aux travaux de comités chargés d'études géoscientifiques ou géotechniques sur les activités au large des côtes ou de recherches sur le matériel, les transports et la protection de l'environnement. Des travaux de recherche entrepris au cours de l'année portent sur l'évacuation des plates-formes de forage, l'effet des glaces sur les installations de forage, la protection des pipelines, l'établissement de normes pour la conception, la construction et l'installation de plates-formes de forage au large des côtes, le repérage des canots et des embarcations de sauvetage ainsi que l'amélioration d'une nacelle de transfert du personnel.

## Système de largage d'embarcations de sauvetage par tangon (PROD)

Le système PROD, mis au point par Watercraft, un fabricant d'embarcations de sauvetage britannique, est un dispositif que l'on fixe à la plate-forme de forage pour en éloigner le canot de sauvetage lors de la mise à l'eau et ainsi de réduire les risques de collision.

Ces travaux de R-D, entrepris suite à la recommandation n° 22 du rapport sur l'*Ocean Ranger*, avaient pour but de mettre au point, dans les meilleurs délais possibles, un système qui permettrait d'évacuer le personnel des plates-formes de forage en toute sécurité.

Depuis 1985, l'APGTC, en collaboration avec les exploitants de la côte est et les gouvernements de la Nouvelle-Écosse, de Terre-Neuve et du Labrador, a subventionné une série d'essais en mer du système PROD, à bord de *Bow Drill 3*. L'APGTC a versé 45% des fonds requis. Le Department of Energy du Royaume-Uni a également participé à ce programme et a contribué financièrement aux travaux alors que la recherche était en cours.

Les essais en mer se sont terminés en octobre, après 64 mises à l'eau réussies. Ces tests ont permis de conclure que le système PROD peut servir sur les unités mobiles de forage en mer et, suivant certaines modifications, sur les plates-formes de production au large des côtes. L'APGTC croit que ce système sera approuvé au début de 1987.

## Nacelle de transfert du personnel

Les travaux que le gouvernement et l'industrie ont entrepris, en 1985, afin d'améliorer les nacelles de transfert du personnel, devraient prendre fin en 1987. Ces nacelles améliorées permettent de transborder, en toute sécurité, des personnes d'une plate-forme de forage à un navire. Un hélicoptère ou la grue de la plate-forme soulève la nacelle au cours du transfert du personnel.

## Système d'évacuation dans l'Arctique

Un prototype du Système d'évacuation dans l'Arctique a été mis au point en 1986. Ce véhicule amphibie permet d'évacuer 50 personnes d'une plate-forme de forage et peut se déplacer sur l'eau, sur les banquises et les débris de glaces qui entourent souvent les plates-formes de forage dans l'Arctique. Après des essais préliminaires visant à éprouver la stabilité du véhicule, ce dernier a été expédié à Tuktoyaktuk où il a été soumis à des essais et, plus au nord, dans le détroit du Vicomte-Melville où la Garde côtière canadienne l'a mis à l'épreuve sur les glaces. Le comportement de ce véhicule amphibie dépasse tous les espoirs que l'on pouvait formuler au départ. Les essais ont permis de recueillir une foule d'informations qui serviront à modifier la construction du véhicule pour que les passagers bénéficient d'un plus grand confort.

Les recherches ont été subventionnées par les exploitants canadiens et américains qui œuvrent dans l'Arctique, le ministère de l'Expansion industrielle régionale et l'APGTC, par l'entremise du Programme de recherche et de développement énergétiques d'Énergie, Mines et Ressources.

## Programme d'embarcations à déploiement rapide

Au début de 1986, l'APGTC a participé à une étude qui portait sur les navires de secours afin d'évaluer dans quelle mesure ils sont efficaces pour mettre à la mer et reprendre à leur bord les embarcations à déploiement rapide quand la mer est agitée et que les vagues peuvent atteindre 8 m. Ces embarcations sont très stables en mer et servent à retirer des gens de l'eau ou des canots de sauvetage.

Lorsque cette collaboration entre le gouvernement et l'industrie en sera rendu à sa deuxième étape, des modifications seront apportées à un navire de secours et des essais seront entrepris en haute mer afin d'évaluer s'il est possible, depuis ce bateau et en toute sécurité, de mettre à la mer des embarcations à déploiement rapide et un équipage.

## Protection des plates-formes de forage dans l'Arctique

Le récent comportement des glaces près du *Molikpaq* a démontré à quel point il est important de bien comprendre la mécanique des sols et d'utiliser des modèles mathématiques appropriés afin de construire des installations sécuritaires dans la mer de Beaufort. Les interactions glaces-sols et fonds marins-installations sur le *Molikpaq* ont été en réalité très différentes de ce que l'on avait prévu. L'APGTC participera à plusieurs travaux de recherche afin de mieux comprendre les interactions possibles entre les fonds marins et les installations.

# Protection de l'environnement

## Côte est

### Examen des incidences environnementales du champ Hibernia

En décembre 1985, le Comité d'évaluation environnementale d'Hibernia a soumis son rapport. Son objectif était de déterminer les répercussions du Plan de mise en valeur du champ Hibernia sur les plans environnemental et social. Le rapport, qui contient 50 recommandations, permettait de conclure qu'il était possible d'aller de l'avant avec le projet en toute sécurité. En janvier, l'APGTC, le Newfoundland-Labrador Petroleum Directorate et l'Office Canada–Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers ont procédé ensemble à l'examen du rapport et des recommandations du Comité.

Les commentaires de l'APGTC sur les questions environnementales énumérées dans le rapport sont indiqués dans le *Rapport de décision* de l'Office Canada–Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers. L'Office a demandé que la société Mobil lui soumette, pour fins d'approbation, un plan de protection de l'environnement qui indiquerait de façon précise les programmes et les mesures de protection de l'environnement prévus pour le projet Hibernia. À l'étape de la conception, la société devra effectuer une mise à jour de ce plan au fur et à mesure que certains détails seront précisés ou que les procédures en matière de gestion de l'environnement seront définies.

### Banc Georges

Suite à l'entente qui a mis fin à la dispute frontalière qui opposait le Canada aux États-Unis en 1984, l'industrie s'est montrée intéressée à procéder à des forages de prospection dans la zone canadienne du banc Georges.

À la demande de l'Office Canada–Nouvelle-Écosse du pétrole et du gaz offshore, l'APGTC a procédé à l'évaluation des incidences environnementales liées aux forages de prospection que l'on envisage entreprendre. Cette évaluation, ou déclaration préliminaire, a été réalisée grâce à l'aide technique du Comité Canada–Nouvelle-Écosse de coordination environnementale auquel se sont joints différents ministères des gouvernements fédéral et provincial qui participent à la gestion des ressources au large des côtes.

La déclaration préliminaire a permis de conclure que les forages de prospection pouvaient se dérouler en toute sécurité pour l'environnement, dans la mesure où certaines conditions liées aux techniques d'exploitation seraient remplies au cours du processus d'approbation des mesures de réglementation.

Publié en mai 1986, le Rapport a satisfait les exigences énoncées dans le Processus d'examen des incidences environnementales du gouvernement fédéral, selon lequel tout projet de prospection au large des côtes doit au préalable être soumis à un examen afin de déterminer s'il représente une menace pour l'environnement. Une étude technique, précédant la déclaration préliminaire, a également été publiée. Elle expose les incidences environnementales de la reprise des forages de prospection dans le banc Georges.

Les deux rapports ont été distribués aux industries pétrolières et gazières, à l'industrie des pêches et à des organismes gouvernementaux au Canada et aux États-Unis, ainsi qu'au public en général. Texaco, qui désire procéder à des forages de prospection dans le banc Georges, a commencé à sonder le public à ce sujet à l'automne.

*Vérification des mesures d'urgence en cas de déversement de pétrole.* Photo de B. Bailey.

## Côte ouest

### Comité d'examen des incidences environnementales

En avril, le Comité d'examen des incidences environnementales de la côte ouest a publié un rapport sur la prospection des hydrocarbures dans le détroit de la Reine-Charlotte, le détroit d'Hécate et l'entrée Dixon, au large de la Colombie-Britannique. Le Comité en est arrivé à la conclusion que l'on pouvait procéder à des travaux de prospection qui respecteraient l'environnement, pourvu que l'on tienne compte de certaines recommandations.

Un comité fédéral, présidé par l'APGTC, a été mis sur pied en mai afin de coordonner les travaux du gouvernement fédéral en ce qui concerne les recommandations du Comité. À ce chapitre, le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières de la Colombie-Britannique a fait état de la réaction de cette province. Ce ministère et l'APGTC sont chargés de coordonner l'étude intergouvernementale qui sera soumise aux ministres de l'Énergie au début de 1987.

## Nord

### Bent Horn

En 1986, Panarctic a de nouveau reçu l'autorisation d'extraire et d'expédier le pétrole de Bent Horn. La Garde côtière canadienne a examiné le plan d'urgence maritime de Panarctic alors que l'APGTC, de concert avec le ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien, a examiné et approuvé les nouvelles mesures du Plan de

# Protection de l'environnement

*Cap Scott sur l'île de Vancouver.*
Photo de D. Hardie.

*Des moules géantes aux îles de la Reine-Charlotte.*
Photo de D. Hardie.

protection de l'environnement mises sur pied par la société.

**Essais d'écoulement prolongés à Amauligak I-65B et transport du pétrole**

En avril, Gulf a reçu l'autorisation de procéder à un essai d'écoulement prolongé à partir du puits I-65B et au transport du pétrole en direction de l'ouest par la mer de Beaufort.

Tout en voyant à la coordination, l'APGTC a participé à l'examen du manuel de procédures de Gulf en cas d'alerte déclenchée par une catastrophe écologique ainsi que des mesures d'urgence que la société a envisagé de prendre dans l'éventualité d'un déversement de pétrole. C'est expressément en fonction des activités de mise en valeur d'Amauligak et grâce à l'aide d'autres organismes du gouvernement fédéral et du gouvernement des Territoires du Nord-Ouest, que la société a mis au point ce manuel ainsi que ces mesures. C'est aussi grâce à la collaboration du Comité de l'étude de l'impact environnemental du Comité d'étude des droits des Autochtones, que l'APGTC a pu procéder à l'examen de ces documents ainsi qu'à celui des modalités liées aux mesures de protection de l'environnement en vigueur à Amauligak.

## Consultations

**Lignes directrices**

En 1986, après avoir consulté l'industrie et différents ministères, l'APGTC a émis des lignes directrices sur le traitement et l'élimination des déchets industriels liés aux travaux de prospection et de production. Ces lignes directrices permettront de définir et d'appliquer les règlements dans le but de protéger les milieux marins du déversement de substances chimiques toxiques. Parmi ces règlements figurent le Règlement concernant le forage de puits de pétrole et de gaz naturel au Canada, le Règlement sur la production et la conservation du pétrole et du gaz du Canada ainsi que le Règlement sur les oléoducs et les gazoducs offshore. Des procédures de vérification complètes des mesures de protection de l'environnement liées aux activités pétrolières ont également été préparées dans le cadre du Processus fédéral d'évaluation et d'examen en matière d'environnement.

D'autres lignes directrices sont actuellement en cours d'élaboration pour définir les objectifs et les procédures à adopter afin de contrôler les déversements de pétrole. Les lignes directrices qui régissent les levés des emplacements des puits, les programmes météorologiques, océanographiques ou de surveillance de l'état des glaces, les mesures d'urgence ainsi que l'usage d'explosifs ou de boues de forage à base d'huile sont périodiquement évaluées et mises à jour.

**Consultations sur l'environnement**

Le Comité environnemental sur les activités pétrolières, mis sur pied à l'été de 1986, est un nouveau comité de liaison interministérielle chargé des questions liées à l'environnement. Il remplace le Comité environnemental de gestion des ressources. Les membres qui le composent représentent l'APGTC, y compris ses bureaux régionaux, les Offices fédéral-provinciaux chargés des activités pétrolières et gazières au large des côtes, ainsi que cinq ministères fédéraux, dont Énergie, Mines et Ressources Canada, Affaires indiennes et du Nord Canada (Programme des affaires du Nord), Environnement Canada, Pêches et Océans Canada ainsi que Transports Canada. Les buts principaux de ce comité sont l'échange d'informations, la mise au point de lignes directrices techniques et la cohérence entre les diverses lois régissant les mesures de protection de l'environnement liées à l'exploitation pétrolière et gazière dans les terres domaniales.

**Évaluation environnementale**

En 1986, l'APGTC était toujours un membre actif du Comité de l'examen des incidences environnementales du Bureau fédéral d'évaluation et d'examen en matière d'environnement. Par ailleurs, il participe activement aux travaux de nombreux sous-comités techniques chargés de mesurer les effets que peuvent avoir sur l'environnement les méthodes, les techniques, les procédés et les procédures d'exploitation utilisés dans les terres domaniales.

## Fonds renouvelable pour l'étude de l'environnement (FREE)

Ce fonds a pour but de venir en aide aux recherches sociales et environnementales ayant trait aux activités de mise en valeur pétrolières et gazières dans les terres domaniales. Ce programme s'adresse exclusivement aux travaux de recherche nécessaires à la prise de décision en matière de prospection et de mise en valeur des ressources pétrolières et gazières. Administré par l'APGTC, le Fonds est financé par les taxes imposées aux sociétés pétrolières et gazières qui détiennent des intérêts dans les terres domaniales.

À l'entrée en vigueur de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*, le programme sera connu sous le nom de Fonds pour l'étude de l'environnement. Les comités consultatifs du FREE seront regroupés en un unique conseil de gestion présidé par une seule personne. À l'heure actuelle, les comités sont présidés, en alternance, par un représentant du ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien ou de l'APGTC. Seront également membres du nouveau conseil de gestion des représentants de l'Office Canada–Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers, de l'Office Canada–Nouvelle-Écosse du pétrole et du gaz offshore, des représentants des territoires et des provinces concernés ainsi que deux représentants du public. Ce conseil tiendra ses réunions au moins deux fois l'an. Un comité exécutif, composé du président ou de la présidente, du vice-président ou de la vice-présidente et d'un troisième membre du conseil, s'occupera des problèmes courants.

Le FREE est destiné à plusieurs types de recherches liées à l'environnement, dont celles portant sur le milieu physique, la vie biologique et les réalités socio-économiques. En 1986, environ 60 projets de recherche étaient en cours.

Au cours de cette même année, le FREE consacrait 2,3 millions de dollars à 6 projets de recherche comparativement à 4,2 millions pour 40 en 1985 et 6,6 pour 36 en 1984.

Parmi certains travaux actuellement en cours ou récemment terminés, mentionnons :

- La dynamique des sédiments près de la côte dans la mer de Beaufort. Cette recherche sur le terrain permet d'évaluer les caractéristiques du déplacement des sédiments dans les eaux peu profondes. Les données géotechniques et océanographiques recueillies permettront d'établir des critères pour les travaux d'ingénierie dans le domaine des installations au large des côtes et des pipelines.
- Les essais d'agents émulsifiants dans la mer de Beaufort. On a procédé à quatre déversements de pétrole brut. Ces déversements ont été traités à l'aide de deux différents produits commerciaux émulsifiants, répandus sur la marée noire par un hélicoptère, afin de déterminer l'efficacité de cette mesure en eau libre dans l'Arctique.
- Les rapports entre la distribution des baleines boréales dans la mer de Beaufort et les conditions hydrométéorologiques. Cette étude traitait des résultats d'une recherche qui tentait de déterminer s'il existe une relation entre la distribution des baleines boréales dans les eaux canadiennes de la mer de Beaufort et les conditions physiques et météorologiques qui pourraient affecter la répartition géographique du zooplancton. L'étude cherchait à définir certains paramètres qui pourraient servir à prévoir la distribution géographique des baleines boréales et à expliquer les rapports qui pourraient exister entre le nombre de baleines et la présence d'activités pétrolières et gazières.
- L'adaptation des familles aux conditions de travail des secteurs pétroliers et gaziers au large des côtes. Cette étude faisait état de la réaction des familles qui habitent Terre-Neuve face aux conditions d'emploi liées à l'exploitation pétrolière et gazière au large des côtes. Des recommandations ont été faites afin d'atténuer certains problèmes.
- L'usage de canons à eau pour la gestion des petites masses de glace. Cette étude comprend l'installation et l'essai des canons à eau à haute pression à bord d'un navire d'approvisionnement au large de la côte est. Cette façon de contrôler les glaces de faible envergure a été inspirée de techniques liées à la lutte contre les incendies au large des côtes. Il s'agit d'un procédé hautement sécuritaire qui permet d'intercepter et de contrôler de manière rapide et efficace ce genre de glaces sans mettre en péril l'équipage du navire.

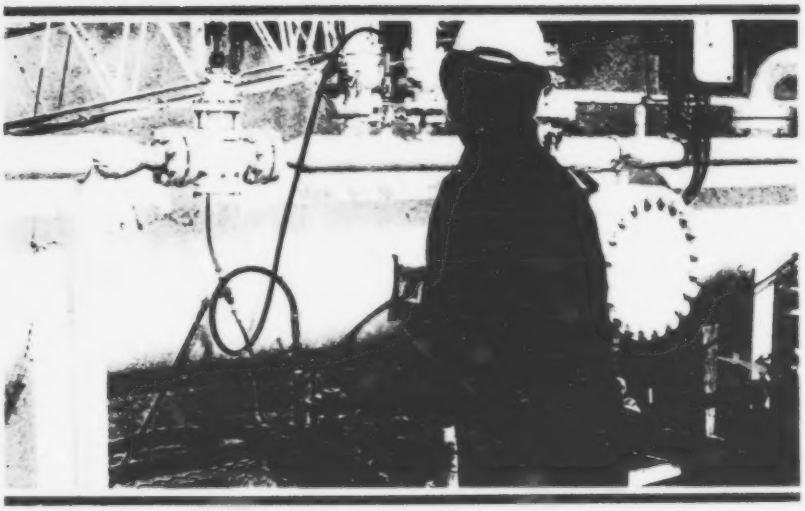
*Iceberg dans le détroit de Lancaster (T.N.-O.).*

## Incidents au large des côtes

### Minuk I-53

Un rapport a été publié en 1986 au sujet d'un incident qui s'est produit au puits Minuk I-53 d'Esso, en septembre 1985, sur une île sacrificielle de la mer de Beaufort. Les conclusions du rapport indiquent que même si l'île s'est comportée comme prévu, il faudrait étudier davantage l'effet des vagues avant de construire une autre île sacrificielle dans la mer de Beaufort. Cette recommandation a été formulée suite à une tempête qui s'est abattue sur Minuk I-53 et qui a emporté 60 % du sable de l'île et a provoqué un déversement de 380 mètres cubes de carburant diesel. Des recommandations portaient également sur les mesures que les sociétés et le gouvernement devraient adopter en cas d'alerte, ainsi que sur la mise au point de techniques de construction d'îles sacrificielles et de surveillance pendant la saison d'eau libre.

# Emplois et retombées économiques



*Travailleur de Norman Wells.*

A la fin de 1986, l'Office Canada–Nouvelle-Écosse du pétrole et du gaz offshore a approuvé les Lignes directrices sur les approbations et les rapports concernant les retombées économiques canadiennes, résultat des négociations avec les membres de l'Association pétrolière du Canada. Ces lignes directrices servent de modèle de principes et de procédures à l'intention des exploitants qui opèrent au large des côtes de la Nouvelle-Écosse. En termes pratiques, ces principes et procédures régissent les activités d'un exploitant lorsque le ministre ne juge pas essentiel de mettre sur pied un plan national de retombées économiques. Les lignes directrices prévoient également une méthode simplifiée pour faire rapport des activités au large des côtes. Cette méthode a d'ailleurs été utilisée lors de la rédaction des rapports annuels en 1985. La nouvelle formule a également été modifiée pour être utilisée dans les plans de retombées accompagnant les programmes proposés dans le cadre d'accords d'exploration ou de leur renouvellement au cours de l'année.

Les gouvernements des territoires se penchent actuellement sur les lignes directrices concernant les retombées économiques. Par la même occasion, l'APGTC et le ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien travaillent en étroite collaboration avec le Secrétariat de l'énergie du gouvernement des Territoires du Nord-Ouest afin de trouver des moyens qui permettraient aux habitants du Nord de s'intéresser davantage à la question des retombées économiques.

Les bénéfices enregistrés sont directement liés aux travaux de prospection et de mise en valeur. Lorsque ces activités sont interrompues de façon soudaine, comme c'était le cas en 1986, cela peut occasionner de nombreuses difficultés et bouleversements, notamment dans les régions qui dépendent largement de l'industrie pétrolière et gazière.

Suite au ralentissement de l'industrie pétrolière, les bénéfices enregistrés en 1986 provenaient principalement de travaux de prospection qui arrivaient à terme, contrairement aux années précédentes, alors qu'ils résultaient de l'amorce de nouveaux programmes.

## Progamme des débouchés commerciaux canadiens (PDCC)

Le PDCC est un organisme qui se fait le porte-parole des fournisseurs, des acheteurs, des entrepreneurs, des experts-conseils et des associations qui composent l'industrie pétrolière.

Cet organisme a pour but :

- d'augmenter la part du marché des fournisseurs canadiens œuvrant dans le domaine de l'industrie du pétrole, et
- d'encourager, à la grandeur du pays, la formation de sociétés canadiennes d'approvisionnement en biens et en services dans des domaines que les Canadiens n'exploitent pas à l'heure actuelle.

Depuis 1982, plus de 70 organismes, dont des associations commerciales représentant des centaines de membres de l'industrie, se sont joints au PDCC. L'APGTC appuie cette initiative de l'industrie pétrolière et a délégué ses représentants au sein du conseil de direction national et au comité régional des provinces de l'Atlantique.

## Développements dans le Nord

Esso a recommencé ses activités de production dans le cadre de son programme d'expansion du champ pétrolifère Norman Wells en 1986, malgré la chute du cours du pétrole. La société, qui a repris son programme de forage intercalaire à Norman Wells, a retenu les services de Shehtah Drilling Ltd., une société appartenant à des Autochtones, afin de forer 22 autres puits au cours de la saison de forage 1986-1987.

Les essais d'écoulement prolongés effectués par Gulf à Amauligak ont permis d'allonger la saison de travail et ont contribué à l'augmentation du nombre d'emplois disponibles et à l'octroi d'un plus grand nombre de contrats. L'importance de cette découverte peut être à l'origine de retombées substantielles, si le prix du pétrole augmente suffisamment pour justifier la mise en valeur de ce champ.

Dans les îles de l'Arctique, Panarctic a expédié, par pétrolier, du pétrole brut aux marchés du Sud au cours de cette deuxième année de production de Bent Horn.

## Développements dans l'Est

Sur la côte est, l'Office Canada–Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers a approuvé le Plan des retombées économiques d'Hibernia soumis par Mobil. Aux termes de ce plan, des dispositions seraient prises afin que les Canadiens, de préférence les habitants de Terre-Neuve, puissent bénéficier de façon équitable des contrats d'approvisionnement en biens et en services ainsi que des possibilités d'emploi.

Le projet Hibernia, d'une valeur de 4,8 milliards de dollars (en dollars de 1984), représenterait d'importantes retombées pour le pays puisque les sociétés canadiennes pourraient fournir la plupart des matériaux, de l'équipement, des services ainsi que des entrepreneurs nécessaires.

Mobil s'est engagée à prendre diverses mesures afin de permettre aux entrepreneurs et aux fournisseurs canadiens d'être plus concurrentiels. Elle a terminé l'étude des exigences relatives aux contrats pour l'entretien et l'installation des structures de support des modules, établissant une liste de cinq consortiums. Toutefois, compte tenu des délais, aucun progrès n'a été enregistré au chapitre de ces contrats ou des contrats les plus importants, comme celui de la conception et de la construction de la plate-forme de forage à embase-poids.

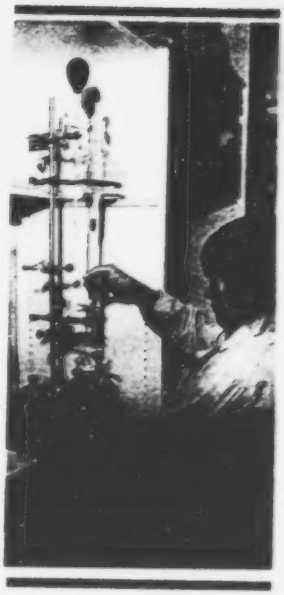
## Initiatives de l'industrie

L'APGTC continue de faire appel à l'industrie afin de l'encourager à prendre des initiatives susceptibles de générer des retombées économiques pour les Canadiens et les entreprises pétrolières et gazières canadiennes. Parmi ces initiatives, mentionnons :

- La conception et la fabrication par Shell et Albatross Manufacturing Limited d'une nouvelle gamme de vêtements de survie en eaux froides destinés aux équipages d'hélicoptères. Albatross, une division de la compagnie Marine Equipment Limited de la Nouvelle-Écosse, a signé un contrat avec Shell pour la fabrication de 60 vêtements de ce genre. Les essais de vérification permettent de croire que ces vêtements seront les premiers à répondre aux nouvelles normes établies par l'Office des normes générales du Canada.
- Un programme d'essai de canons à eau, mis au point et réalisé par Husky/Bow Valley, a permis d'évaluer l'efficacité des canons à eau pour contrôler la vitesse de déplacement ainsi que la trajectoire de bourguignons, de fragments d'icebergs et de petits icebergs. Les résultats des tests permettent de conclure qu'il est possible de contrôler des glaces pouvant atteindre 45 000 tonnes.
- Husky/Bow Valley a effectué avec succès, à bord du *Bow Drill 3*, 64 mises à l'eau d'embarcations de sauvetage par tangon qui ne requéraient pas l'intervention de l'équipage.

## Groupe de travail sur l'examen des programmes

Suite aux recommandations du rapport du Groupe de travail Neilsen, le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources et le ministre de l'Expansion industrielle régionale se penchent à l'heure actuelle sur les possibilités de collaboration quant aux questions de mise en valeur des ressources pétrolières qui touchent ces ministères. Parmi les activités qui seront examinées, mentionnons l'Ocean Industry Development Centre et le Fonds Canada–Terre-Neuve de développement extracôtier, qui relèvent tous deux du secteur énergétique de la région extracôtière de la côte est.



*Travaux de recherche sur les glaces à Pond Inlet.*
Photo N. Avery.

**TOTAL DES EMPLOIS LIÉS À L'ACTIVITÉ PÉTROLIÈRE DANS LES TERRES DOMANIALES EN 1986**

| | Total de la main-d'œuvre * | Canadiens | Pourcentage de Canadiens |
|---|---|---|---|
| Partie continentale des Territoires (Yukon et T.N.-O.) | 583 | 583 | 100,0 |
| Delta du Mackenzie et mer de Beaufort | 1 963 | 1 955 | 99,6 |
| Îles de l'Arctique et zone extracôtière de l'est de l'Arctique | 237 | 237 | 100,0 |
| Grands Bancs et mer du Labrador | 1 580 | 1 521 | 96,3 |
| Zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse | 904 | 855 | 94,6 |
| Total | 5 267 | 5 151 | 97,8 |

**Calculé lorsque le niveau d'emploi est à son maximum. Ne représente pas le nombre d'années-personnes de travail.*

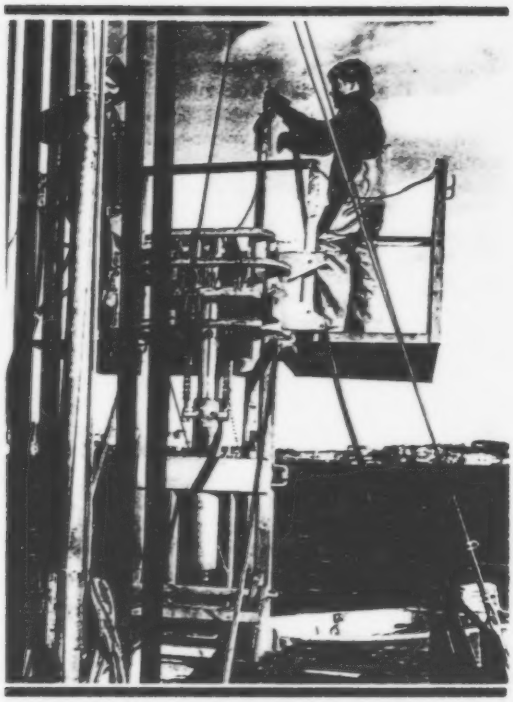
**TOTAL DES DÉPENSES ENGAGÉES PAR L'INDUSTRIE PÉTROLIÈRE DANS LES TERRES DOMANIALES EN 1986**

| | Prospection* (M$) | Mise en valeur (M$) | Production (M$) | Total (M$) | Au Canada (M$) | % au Canada** |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Partie continentale des Territoires (Yukon et T.N.-O.) | 65,2 | 14,3 | 5,6 | 85,1 | 80,0 | 94,0 |
| Delta du Mackenzie et mer de Beaufort | 406,1 | 0 | 0 | 406,1 | 324,9 | 80,0 |
| Îles de l'Arctique et zone extracôtière de l'est de l'Arctique | 34,5 | 0 | 0,6 | 35,1 | 31,6 | 90,0 |
| Grands Bancs et mer du Labrador | 351,1 | 0 | 0 | 351,1 | 207,2 | 59,0 |
| Zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse | 177,7 | 0 | 0 | 177,7 | 101,3 | 57,0 |
| Total | 1 034,6 | 14,3 | 6,2 | 1 055,1 | 745,0 | 70,6 |

** Y compris les dépenses liées aux travaux géophysiques.*
*** Estimations d'après des données antérieures.*

# Minéraux non combustibles

*Prospection minérale au large des côtes de la Nouvelle-Écosse.*



La Division de l'exploitation minière en mer assure la gestion de droits miniers relatifs aux minéraux non combustibles extracôtiers dans les terres domaniales qui relèvent du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources. Elle s'occupe également de recueillir et de diffuser des renseignements sur la prospection et la mise en valeur des minéraux non combustibles au large des côtes. Elle cherche également à créer un climat susceptible de rendre les investissements plus attrayants, en adoptant, grâce à une collaboration avec les provinces côtières, une réglementation plus simple et plus uniforme afin de gérer les terres domaniales au large des côtes. La Division, qui faisait autrefois partie du bureau principal de l'APGTC a été transférée au Secteur de la politique minérale d'Énergie, Mines et Ressources Canada en octobre 1986.

# Résumé statistique par région


Terres domaniales ..... 27
Partie continentale des Territoires ..... 28
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort ..... 31
Îles de l'Arctique et zone extracôtière de l'est de l'Arctique ..... 34
Zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse ..... 36
Annexe 1 ..... 39

# Terres domaniales

Résumé statistique

| BILAN DE L'ACTIVITÉ DANS LES TERRES DOMANIALES | 1982 | 1983 | 1984 | 1985 | 1986 |
|---|---|---|---|---|---|
| Accords d'exploration conclus | 47 | 73 | 47 | 5 | 23 |
| Puits commencés | 56 | 95 | 120 | 99 | 60 |
| Mètres forés | 120 673 | 187 969 | 241 298 | 207 896 | 150 404 |
| Puits achevés | 52 | 90 | 123 | 103 | 70 |
| Découvertes importantes | 9 | 5 | 11 | 15 | 14 |
| Travaux géophysiques exécutés | 90 | 84 | 65 | 55 | 15 |
| Études géophysiques (km) | 117 803 | 106 749 | 63 817 | 57 091 | 11 001 |
| Mois-installations | 148 | 195 | 236 | 199 | 133 |

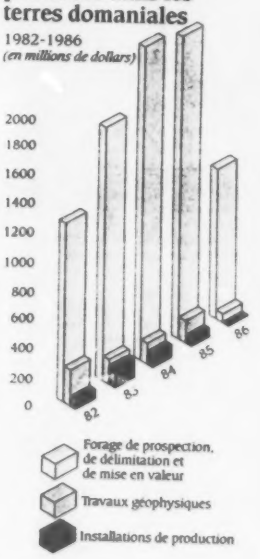
| BILAN DES RÉSERVES DES TERRES DOMANIALES | PÉTROLE* | | GAZ NATUREL | |
|---|---|---|---|---|
| | Découvertes (en millions de m³) | Potentielles | Découvertes (en milliards de m³) | Potentielles |
| Côte ouest | 0 | 50 | 0 | 270 |
| Partie continentale des Territoires | 51,0 | 95 | 23,3 | 312 |
| Delta du Mackenzie et mer de Beaufort | 193,2 | 1 464 | 292,8 | 2 151 |
| Îles de l'Arctique et zone extracôtière de l'est de l'Arctique | 65,7 | 873 | 416,4 | 3 156 |
| Baie d'Hudson | 0,0 | 127 | 0,0 | 88 |
| Grands Bancs et mer du Labrador | 176,5 | 1 733 | 146,8 | 1 286 |
| Zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse | 22,1 | 318 | 150,6 | 663 |
| Total | 508,5 | 4 660 | 1 029,9 | 7 926 |

** Y compris les condensats.*

| PRODUCTION DE PÉTROLE ET DE GAZ DANS LES TERRES DOMANIALES | 1982 | 1983 | 1984 | 1985 | 1986 |
|---|---|---|---|---|---|
| Production de pétrole (en milliers de m³) | | | | | |
| Norman Wells | 173 | 169 | 175 | 949 | 1 411 |
| Bent Horn | – | – | – | 30 | 17 |
| Amauligak | – | – | – | – | 50 |
| Production de gaz (en millions de m³) | | | | | |
| Pointed Mountain | 206 | 181 | 194 | 226 | 205 |
| Norman Wells | 56 | 46 | 41 | 227 | 188 |

**Dépenses engagées par l'industrie pétrolière dans les terres domaniales**

1982-1986
*(en millions de dollars)*



# Partie continentale des Territoires

## Résumé statistique

| BILAN DES TRAVAUX | 1982 | 1983 | 1984 | 1985 | 1986 |
|---|---|---|---|---|---|
| Puits commencés | | | | | |
| Puits de prospection et de délimitation | 0 | 4 | 18 | 15 | 14 |
| Puits de mise en valeur | 30 | 57 | 67 | 39 | 14 |
| Total | 30 | 61 | 85 | 54 | 28 |
| Puits achevés* | | | | | |
| Puits de prospection et de délimitation | 1 | 3 | 15 | 17 | 14 |
| Puits de mise en valeur | 28 | 57 | 69 | 38 | 14 |
| Total | 29 | 60 | 84 | 55 | 28 |
| Mètres forés | 26 457 | 48 598 | 80 804 | 53 924 | 36 289 |
| Puits de prospection et de délimitation | 2 461 | 3 608 | 28 769 | 23 968 | 24 401 |
| Puits de mise en valeur | 23 996 | 44 990 | 52 035 | 29 956 | 11 888 |
| Travaux géophysiques exécutés | 8 | 12 | 20 | 17 | 7 |
| Études géophysiques (km) | 3 500 | 2 720 | 5 371 | 5 819 | 2 095 |

** Dans la partie continentale des Territoires, où les travaux de prospection se déroulent normalement en hiver, le puits est considéré terminé au cours de l'année où il atteint sa profondeur totale, même si les travaux de forage reprennent l'année suivante.*

| BILAN DES RESSOURCES | 1982 | 1983 | 1984 | 1985 | 1986** |
|---|---|---|---|---|---|
| Ressources découvertes* | | | | | |
| Gaz naturel (en milliards de m³) | 55,2 | 30,5 | 21,2 | 21,4 | 23,3 |
| Pétrole (en millions de m³) | 44,5 | 44,2 | 52,3 | 51,0 | 51,0 |
| Production de gaz naturel et de pétrole | | | | | |
| Pointed Mountain, gaz naturel (en millions de m³) | 206 | 181 | 194 | 226 | 205 |
| Norman Wells, gaz naturel (en millions de m³) | 56 | 46 | 41 | 227 | 188 |
| Norman Wells, pétrole (en milliers de m³) | 173 | 169 | 175 | 949 | 1 411 |

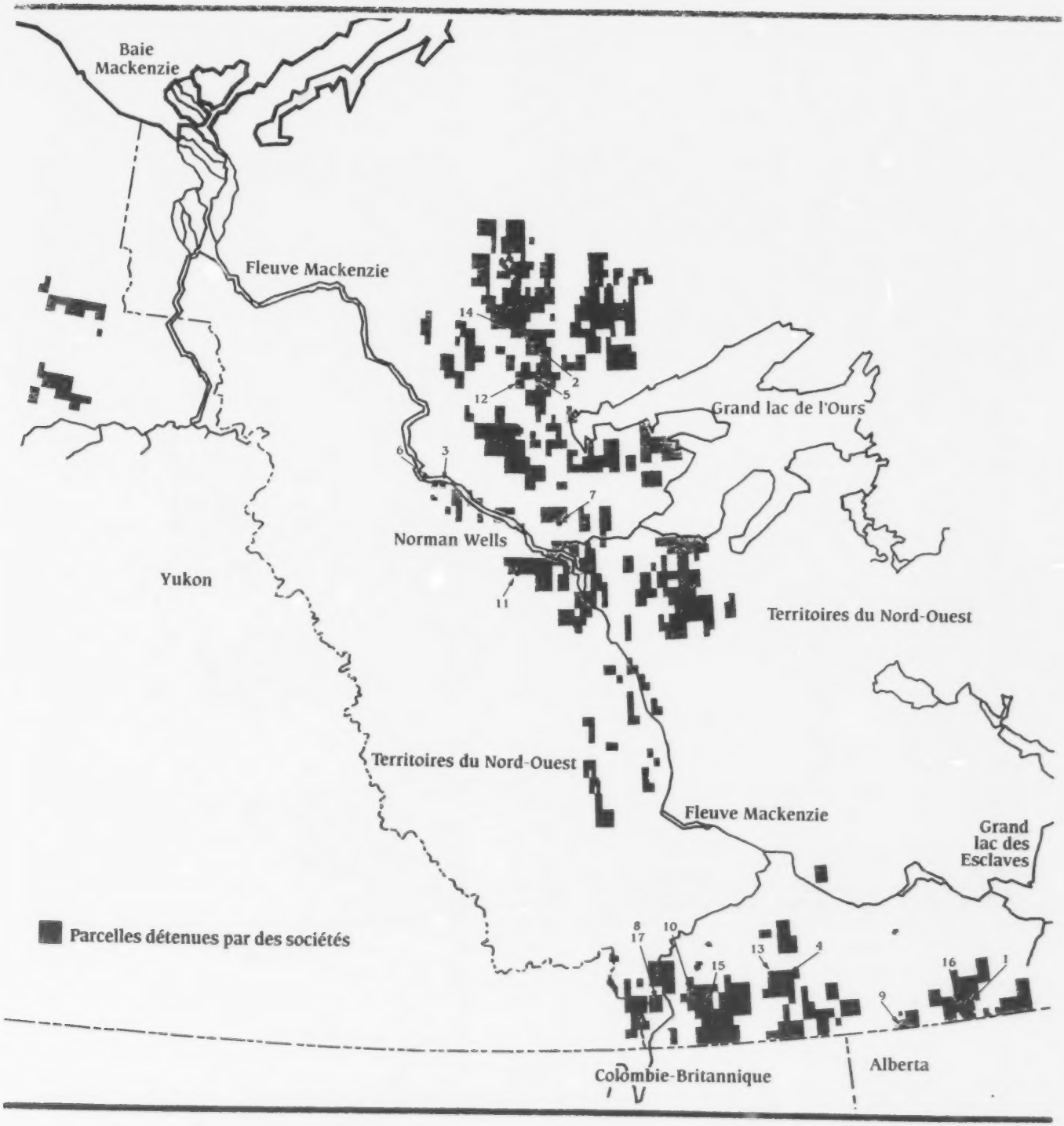
** Telles que signalées au cours des années précédentes.*
*** Y compris les découvertes de nouveaux gisements et les révisions d'estimations précédentes.*

| BILAN DES RETOMBÉES | 1982 | 1983 | 1984 | 1985 | 1986 |
|---|---|---|---|---|---|
| Installations de forage en exploitation | 4 | 5 | 14 | 11 | 11* |
| Taux d'exploitation (mois-installations) | 31 | 27 | 47 | 31 | 33 |
| Dépenses effectuées (en millions de dollars) | | | | | |
| Travaux géophysiques | 31,8 | 26,3 | 48,2 | 60,0 | 11,1 |
| Forages de prospection et de délimitation | 21,0 | 12,5 | 49,5 | 69,3 | 54,1 |
| Forages de mise en valeur | 31,0 | 24,9 | 72,1 | 35,2 | 14,3 |
| Installations de production | 133,7 | 159,8 | 86,1 | 23,5 | 5,6 |
| Total | 217,5 | 223,5 | 255,9 | 188,0 | 85,1 |

** Une installation de forage a servi à deux endroits : dans la partie continentale des Territoires et dans le delta du Mackenzie.*

| STATUT DES PARCELLES | 1982 | 1983 | 1984 | 1985 | 1986 |
|---|---|---|---|---|---|
| Accords d'exploration conclus | 0 | 27 | 7 | 0 | 0 |
| Total des accords d'exploration en cours* | 0 | 27 | 34 | 34 | 30 |
| Parcelles visées par les accords d'exploration (en millions d'hectares) | 0 | 7,4 | 1,4 | 0 | 0 |
| Parcelles rétrocédées ou abandonnées | S/O | S/O | 0,1 | 3,1 | 3,3 |
| Parcelles détenues par des sociétés * | 18,2 | 13,7 | 12,3 | 9,2 | 5,7 |

** Y compris les régions où des découvertes importantes ont été signalées.*


Baie
Mackenzie
Fleuve Mackenzie
Grand lac de l'Ours
Norman Wells
Yukon
Territoires du Nord-Ouest
Territoires du Nord-Ouest
Fleuve Mackenzie
Grand
lac des
Esclaves
Parcelles détenues par des sociétés
Colombie-Britannique
Alberta
1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17

# Partie continentale des Territoires

## Résumé statistique

| N° sur la carte | Nom du puits | Latitude Longitude | Installation de forage | Début ou reprise et fin des travaux | État ou résultat des travaux | Profondeur totale (en mètres) |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Paramount *et al.*<br>Cameron Hills I-10 | 60°39'39"N<br>117°30'04"O | *Arnco I*<br>*Cactus 21*<br>*Poncho 103* | 85-02-19<br>85-04-02<br>86-01-31<br>86-03-07<br>86-03-16<br>86-03-31 | Bouché et suspendu, découverte de gaz | 1 613 |
| 2 | PCI Canterra<br>Tweed Lake A-67<br>(Puits de délimitation Tweed Lake) | 66°56'12"N<br>125°56'19"O | *Atco/Equtak 76*<br>*Roll'n 33* | 85-11-13<br>85-12-23<br>86-02-05<br>86-03-09 | Bouché et suspendu, gaz | 1 347 |
| 3 | AT&S Texaco<br>Maida Creek 20-65 | 65°34'53"N<br>128°11'47"O | *Jade 5* | 85-12-24<br>86-01-10 | Bouché et abandonné | 685 |
| 4 | Sulpetro *et al.*<br>Trout Lake F-08 | 60°37'15"N<br>121°01'24"O | *Canadrill 2* | 86-01-13<br>86-02-15 | Bouché et abandonné | 1 755 |
| 5 | PCI Canterra<br>Nogha O-47 | 66°36'52"N<br>125°53'19"O | *Atco/Equtak 76* | 86-01-13<br>86-02-17 | Bouché et abandonné | 1 416 |
| 6 | AT&S Texaco<br>Carcajou O-25 | 65°34'51"N<br>128°19'35"O | *Jade 5* | 86-01-14<br>86-01-30 | Bouché et abandonné | 760 |
| 7 | PCI<br>K'alo B-62 | 65°11'03"N<br>125°27'05"O | *Bawden 52* | 86-01-24<br>86-03-18 | Bouché et abandonné | 1 985 |
| 8 | Northcor *et al.*<br>Liard F-25 | 60°24'22"N<br>123°35'08"O | *Bawden 33* | 86-01-25<br>86-08-05 | Bouché et abandonné | 3 146 |
| 9 | Coho Home<br>Silt Lake South 2G-21 | 60°00'28"N<br>118°49'23"O | *SDS 4* | 86-02-02<br>86-02-11 | Bouché et abandonné | 410 |
| 10 | NSM *et al.*<br>Arrowhead D-50 | 60°29'15"N<br>122°54'13"O | *Spartan 7* | 86-02-08<br>86-04-01 | Bouché et abandonné | 2 901 |
| 11 | NSM *et al.*<br>Blueberry Creek K-53 | 64°42'34"N<br>126°25'43"O | *Spartan 12* | 86-02-08<br>86-04-04 | Bouché et abandonné | 2 965 |
| 12 | PCI Canterra<br>Belc O-35 | 66°34'58"N<br>126°21'32"O | *Jade 5* | 86-02-14<br>86-04-02 | Bouché et suspendu, découverte de gaz | 1 384 |
| 13 | Sulpetro *et al.*<br>Trout Lake J-29 | 60°38'34"N<br>121°19'14"O | *Canadrill 2* | 86-02-23<br>86-03-20 | Bouché et abandonné | 1 663 |
| 14 | PCI *et al.*<br>N.W. Tweed Lake C-12<br>(Puits de délimitation Tweed Lake) | 67°01'02"N<br>126°03'03"O | *Atco/Equtak 76* | 86-02-25<br>86-04-02 | Bouché et abandonné | 1 365 |
| 15 | Northcor<br>Celibeta B-25 | 60°24'13"N<br>122°34'20"O | *Badger 1* | 86-03-09<br>86-03-20 | Bouché et abandonné | 810 |
| 16 | Paramount *et al.*<br>Cameron C-50 | 60°09'04"N<br>117°38'41"O | *Cactus 21* | 86-03-09<br>86-03-26 | Bouché et suspendu, découverte de gaz | 1 569 |
| 17 | Northcor *et al.*<br>Liard F-25A | 60°24'22"N<br>123°35'08"O | *Bawden 33* | 86-08-05 | Essais en cours, découverte de gaz | 3 478 |

*En 1986, le puits Carcajou D-05 de AT&S, dont le forage a été suspendu en 1985, a été complètement abandonné.*

# Delta du Mackenzie et mer de Beaufort

Résumé statistique

| BILAN DES TRAVAUX | 1982 | 1983 | 1984 | 1985 | 1986 |
|---|---|---|---|---|---|
| Puits commencés | | | | | |
| Puits de prospection et de délimitation | 8 | 11 | 6 | 19 | 17 |
| Puits achevés* | | | | | |
| Puits de prospection et de délimitation | 8 | 4 | 12 | 16 | 24 |
| Mètres forés | | | | | |
| Puits de prospection et de délimitation | 23 580 | 37 381 | 31 682 | 48 370 | 48 016 |
| Travaux géophysiques exécutés | 10 | 9 | 13 | 8 | 5 |
| Études géophysiques (km) | 6 355 | 7 684 | 7 959 | 4 700 | 4 756 |

** Dans la mer de Beaufort, où les travaux exécutés à partir de navires sont saisonniers et peuvent se prolonger durant plus d'une saison dans le cas de certains puits, le puits est considéré terminé l'année où il atteint sa profondeur totale.*

| BILAN DES RESSOURCES | 1982 | 1983 | 1984 | 1985 | 1986** |
|---|---|---|---|---|---|
| Ressources découvertes* | | | | | |
| Gaz naturel (en milliards de m³) | 254,8 | 286,5 | 279,5 | 284,2 | 292,8 |
| Pétrole (en millions de m³) | 111,3 | 133,0 | 130,4 | 183,1 | 193,2 |
| Production de pétrole | | | | | |
| Amauligak (en milliers de m³) | S/O | S/O | S/O | S/O | 50,4 |

** Telles que signalées au cours des années précédentes.*
*** Y compris les découvertes de nouveaux gisements et les révisions d'estimations précédentes.*

| BILAN DES RETOMBÉES | 1982 | 1983 | 1984 | 1985 | 1986 |
|---|---|---|---|---|---|
| Installations de forage en exploitation | 8 | 9 | 11 | 13 | 11* |
| Taux d'exploitation (mois-installations) | 28 | 31 | 39 | 43 | 43 |
| Dépenses effectuées (en millions de dollars) | | | | | |
| Travaux géophysiques | 18,3 | 28,1 | 27,2 | 38,4 | 14,6 |
| Forages de prospection et de délimitation | 600,0 | 629,8 | 786,4 | 760,5 | 391,5 |
| Total | 618,3 | 657,9 | 813,6 | 798,9 | 406,1 |

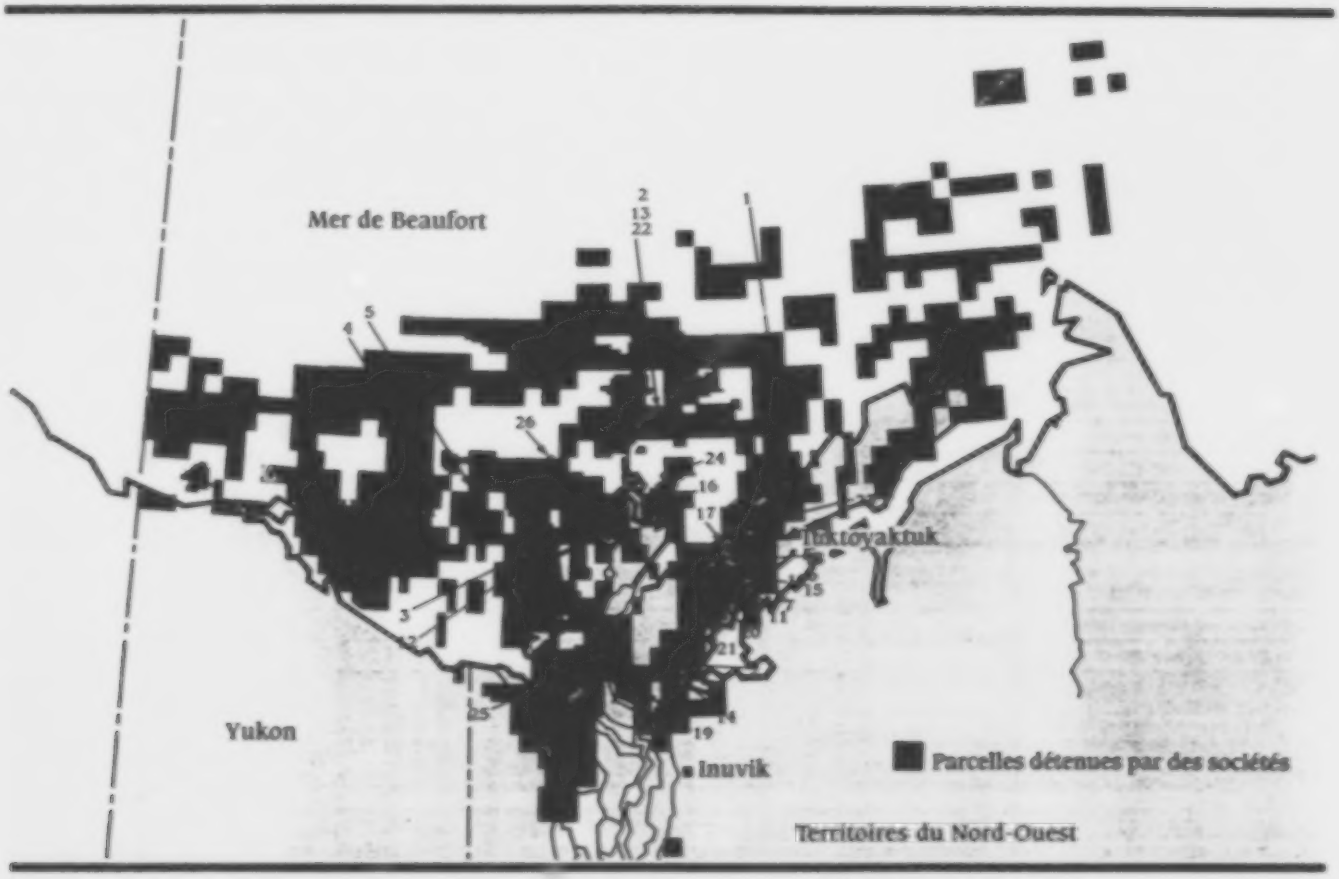
** Une installation de forage a servi à deux endroits : dans le delta du Mackenzie et dans la partie continentale des Territoires.*

| STATUT DES PARCELLES | 1982 | 1983 | 1984 | 1985 | 1986 |
|---|---|---|---|---|---|
| Accords d'exploration conclus | 6 | 9 | 9 | 0 | 0 |
| Total des accords d'exploration en cours* | 6 | 15 | 24 | 23 | 23 |
| Parcelles visées par les accords d'exploration (en millions d'hectares) | 2,3 | 6,8 | 1,8 | 0 | 0 |
| Parcelles rétrocédées ou abandonnées | S/O | S/O | 0,3 | 1,6 | 3,1 |
| Parcelles détenues par des sociétés* | 11,6 | 9,2 | 8,9 | 7,3 | 4,2 |

** Y compris les régions où des découvertes importantes ont été signalées.*

# Delta du Mackenzie et mer de Beaufort

Résumé statistique




| N° sur la carte | Nom du puits | Latitude Longitude | Installation de forage | Début ou reprise et fin des travaux | État ou résultat des travaux | Profondeur totale (en mètres) |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Dome *et al.* Havik B-41 | 70°20'11"N 132°13'05"O | *Explorer III* | 83-07-17 83-07-29 | | |
| | | | *Explorer II* | 83-09-13 83-09-29 | | |
| | | | *Explorer II* | 84-06-29 84-10-06 | | |
| | | | *Explorer I* | 85-08-22 85-09-30 | | |
| | | | *Explorer I* | 86-07-21 86-08-24 | Bouché et abandonné, découverte de pétrole | 4 750 |
| 2 | Gulf *et al.* Amauligak I-65 (Puits de délimitation Amauligak) | 70°04'40"N 133°48'16"O | *Molikpaq* | 85-09-24 86-01-28 | Bouché et abandonné, pétrole | 4 126 |
| 3 | Esso Trillium *et al.* Adgo G-24 (Puits de délimitation Adgo) | 69°23'29"N 135°50'50"O | *Kenting 32* | 85-10-07 86-01-07 | Bouché et abandonné, gaz | 3 087 |
| 4 | Gulf *et al.* Aagnerk E-56 | 69°45'16"N 136°59'56"O | *Kulluk* | 85-10-28 85-11-10 86-06-19 86-06-26 | Bouché et abandonné | 1 100 |
| 5 | Esso PCI Home *et al.* Minuk I-53 | 69°42'35"N 136°27'32"O | *Esso Rig 3* | 85-11-27 86-05-02 | Bouché et abandonné, découverte de gaz | 3 367 |

| N° sur la carte | Nom du puits | Latitude Longitude | Installation de forage | Début ou reprise et fin des travaux | État ou résultat des travaux | Profondeur totale (en mètres) |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 6 | Esso PCI Home *et al.*<br>Turktuk A-12<br>(Puits de délimitation Tuk Tertiaire) | 69°21'01"N<br>133°02'59"O | *Esso Rig 2* | 85-12-02<br>86-02-12 | Bouché et abandonné, pétrole et gaz | 1 790 |
| 7 | Esso PCI Home et al.<br>Tuk G-39<br>(Puits de délimitation Tuk Tertiaire) | 69°18'22"N<br>133°08'43"O | *Kenting 33*<br>*Rolf'n 12* | 85-12-05<br>86-01-06<br>86-01-10<br>86-01-24 | Bouché et abandonné, pétrole | 1 797 |
| 8 | Esso PCI Home *et al.*<br>Tuk B-40<br>(Puits de délimitation Tuk Tertiaire) | 69°19'14"N<br>133°08'18"O | *Spartan 20*<br>*Rolf'n 12* | 85-12-08<br>86-01-09<br>86-01-25<br>86-02-11 | Bouché et abandonné, pétrole | 1 800 |
| 9 | Gulf *et al.*<br>Parsons E-02 | 68°51'16"N<br>133°32'10"O | *Bawden 1* | 85-12-22<br>86-01-23 | Bouché et abandonné | 1 270 |
| 10 | Esso PCI Home *et al.*<br>Tuktuk H-22<br>(Puits de délimitation Tuk Tertiaire) | 69°21'22"N<br>133°04'59"O | *Kenting 33*<br>*Rolf'n 12* | 86-01-11<br>86-02-05<br>86-04-03<br>86-04-07 | Bouché et suspendu | 1 802 |
| 11 | Esso PCI Home *et al.*<br>Tuk G-48<br>(Puits de délimitation Tuk Tertiaire) | 69°17'23"N<br>133°11'02"O | *Spartan 20*<br>*Rolf'n 12* | 86-01-14<br>86-02-09<br>86-02-13<br>86-03-06 | Bouché et abandonné, pétrole | 1 700 |
| 12 | Chevron Trillium<br>North Ellice L-30 | 69°18'43"N<br>135°54'60"O | *Spartan 10* | 86-01-25<br>86-04-20 | Bouché et abandonné | 2 047 |
| 13 | Gulf *et al.*<br>Amauligak I-65A | 70°04'40"N<br>133°48'16"O | *Molikpaq* | 86-01-28<br>86-03-20 | Bouché et abandonné, découverte de pétrole | 4 521 |
| 14 | Gulf *et al.*<br>Omigat K-49 | 68°48'40"N<br>133°41'47"O | *Bawden 1* | 86-02-02<br>86-02-16 | Bouché et abandonné | 1 423 |
| 15 | Esso PCI Home *et al.*<br>Tuktuk D-11<br>(Puits de délimitation Tuk Tertiaire) | 69°20'12"N<br>133°04'41"O | *Kenting 33*<br>*Rolf'n 12* | 86-02-07<br>86-03-02<br>86-03-09<br>86-04-01 | Bouché et abandonné, pétrole et gaz | 1 810 |
| 16 | Esso PCI Home *et al.*<br>Hansen G-07 | 69°36'20"N<br>134°01'12"O | *Kenting 32*<br>*Spartan 20* | 86-02-10<br>86-04-11<br>86-04-25<br>86-06-12 | Bouché et abandonné, découverte de pétrole et de gaz | 3 276 |
| 17 | Esso Home *et al.*<br>Mayogiak N-34 | 69°23'60"N<br>132°54'03"O | *Spartan 20* | 86-02-14<br>86-03-06 | Bouché et abandonné | 1 722 |
| 18 | Esso Home *et al.*<br>Mayogiak G-12 | 69°21'17"N<br>132°48'39"O | *Esso Rig 2* | 86-02-18<br>86-03-27 | Bouché et abandonné | 2 829 |
| 19 | Gulf *et al.*<br>Ikhil K-35 | 68°44'44"N<br>134°09'16"O | *Bawden 1* | 86-02-27<br>86-03-25 | Bouché et abandonné, découverte de gaz | 1 540 |
| 20 | Esso Home *et al.*<br>Wagnark L-36 | 69°15'44"N<br>133°24'54"O | *Kenting 33* | 86-03-08<br>86-04-25 | Bouché et abandonné | 2 609 |
| 21 | Esso Home *et al.*<br>Nuna E-40 | 69°09'16"N<br>133°24'44"O | *Spartan 20* | 86-03-14<br>86-03-31 | Bouché et abandonné | 1 625 |
| 22 | Gulf *et al.*<br>Amauligak I-65B<br>(Puits de délimitation Amauligak) | 70°04'40"N<br>133°48'16"O | *Molikpaq* | 86-03-20<br>86-09-19 | Bouché et abandonné, pétrole et gaz | 5 402 |
| 23 | Esso Home *et al.*<br>Atertak K-31 | 69°30'34"N<br>132°39'07"O | *Esso Rig 2* | 86-04-08<br>86-05-12 | Bouché et abandonné | 3 134 |
| 24 | Esso PCI Home *et al.*<br>Arnak K-06 | 69°45'40"N<br>133°46'21"O | *Kenting 32* | 86-04-27<br>86-08-12 | Bouché et abandonné, découverte de pétrole et de gaz | 4 645 |
| 25 | Shell *et al.*<br>Unak L-28 | 68°47'39"N<br>135°22'06"O | *Atco 47* | 86-08-10<br>86-12-13 | Bouché et abandonné, découverte de gaz | 3 259 |
| 26 | Esso Home *et al.*<br>Kaubvik I-43 | 69°52'33"N<br>135°25'21"O | *SCRI Esso Rig 3* | 86-10-22 | Essais en cours | 3 323 |

# Îles de l'Arctique et zone extracôtière de l'est de l'Arctique

Résumé statistique

| BILAN DES TRAVAUX | 1982 | 1983 | 1984 | 1985 | 1986 |
|---|---|---|---|---|---|
| Puits commencés | | | | | |
| Puits de prospection et de délimitation | 7 | 4 | 3 | 3 | 2 |
| Puits achevés | | | | | |
| Puits de prospection et de délimitation | 6 | 5 | 4 | 3 | 2 |
| Mètres forés | | | | | |
| Puits de prospection et de délimitation | 18 987 | 12 087 | 11 007 | 6 185 | 4 940 |
| Travaux géophysiques exécutés | 6 | 2 | 1 | 0 | 0 |
| Études géophysiques (km) | 5 126 | 1 142 | 601 | 0 | 0 |

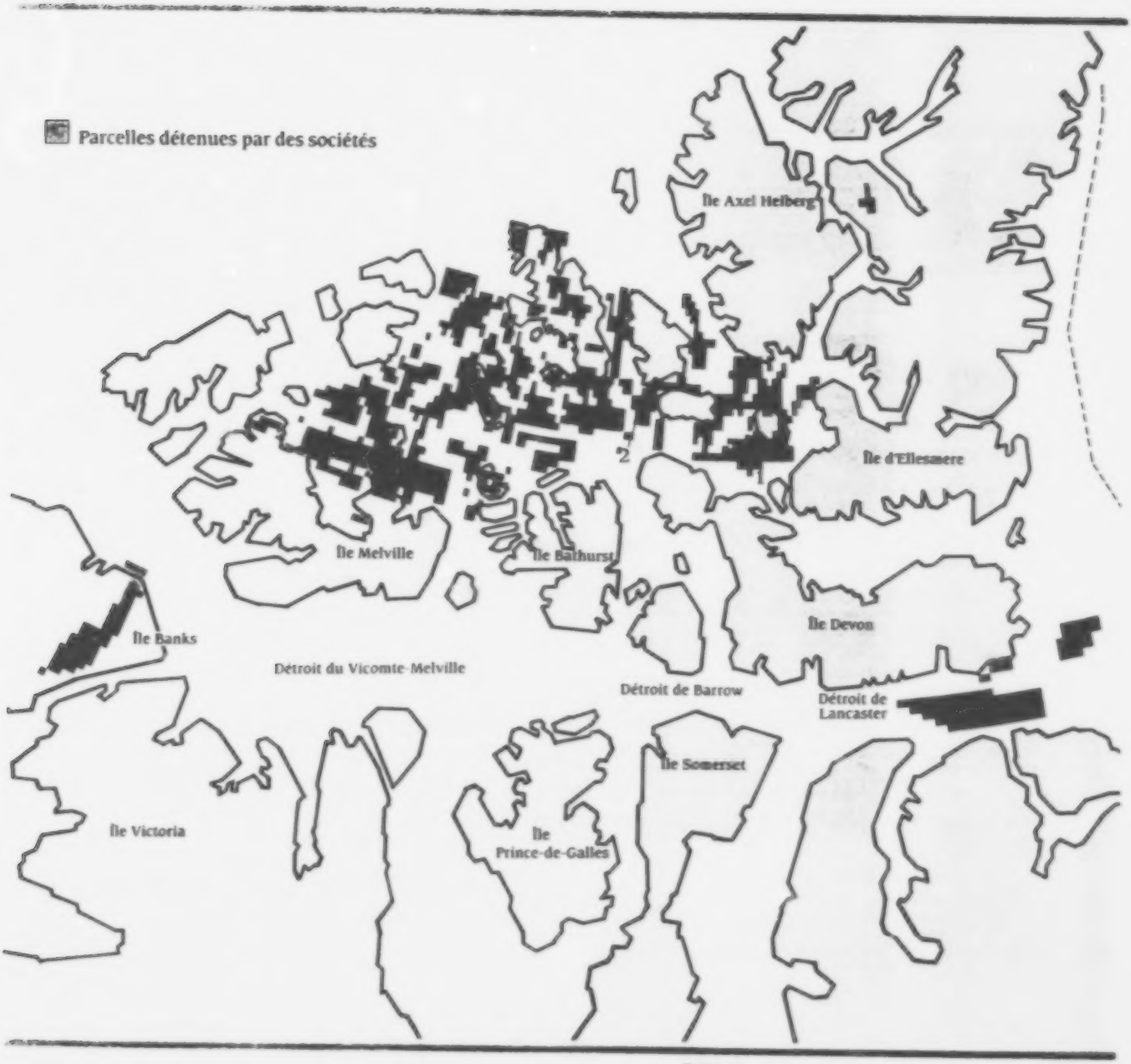
| BILAN DES RESSOURCES | 1982 | 1983 | 1984 | 1985 | 1986** |
|---|---|---|---|---|---|
| Ressources découvertes* | | | | | |
| Gaz naturel (en milliards de $m^3$) | 379,5 | 372,2 | 390,1 | 415,7 | 416,4 |
| Pétrole (en millions de $m^3$) | 47,7 | 76,1 | 49,3 | 65,7 | 65,7 |
| Production de pétrole | | | | | |
| Bent Horn, pétrole (en milliers de $m^3$) | S/O | S/O | S/O | 30 | 17,1 |

** Telles que signalées au cours des années précédentes.*
*** Y compris les révisions d'estimations précédentes.*

| BILAN DES RETOMBÉES | 1982 | 1983 | 1984 | 1985 | 1986 |
|---|---|---|---|---|---|
| Installations de forage en exploitation | 6 | 4 | 4 | 3 | 2 |
| Taux d'exploitation (mois-installations) | 19 | 17 | 13 | 9 | 4 |
| Dépenses effectuées (en millions de dollars) | | | | | |
| Travaux géophysiques | 15,6 | 6,2 | 4,6 | 0,2 | 0 |
| Forages de prospection et de délimitation | 122,5 | 67,8 | 64,0 | 48,0 | 34,5 |
| Installations de production | 0 | 0 | 0 | 7,8 | 0,6 |
| Total | 138,1 | 74,0 | 68,6 | 56,0 | 35,1 |

| STATUT DES PARCELLES | 1982 | 1983 | 1984 | 1985 | 1986 |
|---|---|---|---|---|---|
| Accords d'exploration conclus | 21 | 0 | 3 | 1 | 1 |
| Total des accords d'exploration en cours* | 21 | 21 | 24 | 25 | 21 |
| Parcelles visées par les accords d'exploration (en millions d'hectares) | 24,5 | 0 | 1,5 | 0,7 | 0,9 |
| Parcelles rétrocédées ou abandonnées | S/O | S/O | 0,9 | 1,4 | 8,9 |
| Parcelles détenues par des sociétés* | 24,5 | 17,3 | 15,8 | 15,1 | 7,5 |

** Y compris les régions où des découvertes importantes ont été signalées.*




| N° sur la carte | Nom du puits | Latitude Longitude | Installation de forage | Début ou reprise et fin des travaux | État ou résultat des travaux | Profondeur totale (en mètres) |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Panarctic *et al.* N. Buckingham L-71 | 77°10'42"N 91°29'28"O | *Panarctic Rig A* | 86-01-28 86-04-04 | Bouché et abandonné | 2 800 |
| 2 | Panarctic *et al.* W. Cornwall N-49 | 77°28'53"N 97°17'32"O | *Panarctic Rig C* | 86-02-12 86-04-05 | Bouché et abandonné | 2 140 |

# Zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse (y compris le golfe du Saint-Laurent)

Résumé statistique

| BILAN DES TRAVAUX | 1982 | 1983 | 1984 | 1985 | 1986 |
|---|---|---|---|---|---|
| Puits commencés | | | | | |
| Puits de prospection et de délimitation | 6 | 12 | 14 | 10 | 6 |
| Puits achevés | | | | | |
| Puits de prospection et de délimitation | 5 | 11 | 13 | 14 | 8 |
| Mètres forés | | | | | |
| Puits de prospection et de délimitation | 28 544 | 60 088 | 71 046 | 47 064 | 29 744 |
| Travaux géophysiques exécutés | 32 | 38 | 17 | 14 | 2 |
| Études géophysiques (km) | 35 923 | 38 495 | 21 587 | 26 814 | 691 |

| BILAN DES RESSOURCES | 1982 | 1983 | 1984 | 1985 | 1986** |
|---|---|---|---|---|---|
| Ressources découvertes* | | | | | |
| Gaz naturel (en milliards de m³) | 79,3 | 108,7 | 122,6 | 127,4 | 150,6 |
| Pétrole (en millions de m³) | 8,2 | 13,7 | 16,7 | 20,0 | 22,1 |

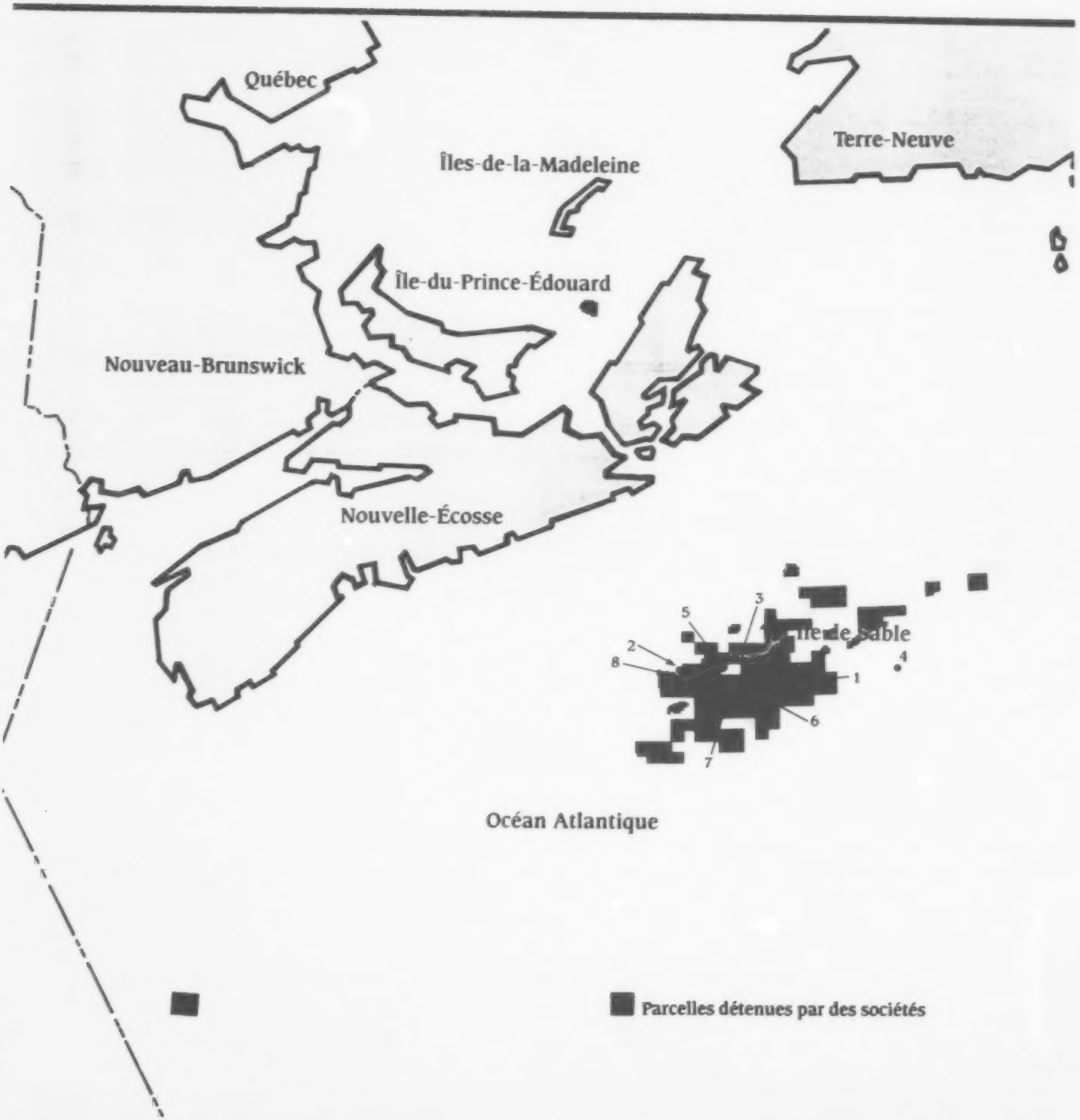
** Telles que signalées au cours des années précédentes.*
*** Y compris les découvertes de nouveaux gisements et les révisions d'estimations précédentes.*

| BILAN DES RETOMBÉES | 1982 | 1983 | 1984 | 1985 | 1986 |
|---|---|---|---|---|---|
| Installations de forage en exploitation | 6 | 9 | 10 | 8 | 5* |
| Taux d'exploitation (mois-installations) | 39 | 72 | 83 | 50 | 22 |
| Dépenses effectuées (en millions de dollars) | | | | | |
| Travaux géophysiques | 43,8 | 50,5 | 23,2 | 29,2 | 0,9 |
| Forages de prospection et de délimitation | 220,0 | 579,4 | 594,7 | 452,0 | 176,8 |
| Total | 263,9 | 629,9 | 617,9 | 481,2 | 177,7 |

** Trois installations de forage ont servi à deux endroits : au large des côtes de la Nouvelle-Écosse et de Terre-Neuve.*

| STATUT DES PARCELLES | 1982 | 1983 | 1984 | 1985 | 1986 |
|---|---|---|---|---|---|
| Accords d'exploration conclus | 20 | 5 | 15 | 2 | 13 |
| Total des accords d'exploration en cours* | 20 | 25 | 30 | 28 | 15 |
| Parcelles visées par les accords d'exploration (en millions d'hectares) | 9,0 | 0,5 | 10,5 | 0,9 | 1,7 |
| Parcelles rétrocédées ou abandonnées | S/O | 1,6 | 8,5 | 2,8 | 3,2 |
| Parcelles détenues par des sociétés* | 20,2 | 20,0 | 6,3 | 4,2 | 1,1 |

** Y compris les régions où des découvertes importantes ont été signalées.*


Québec
Îles-de-la-Madeleine
Terre-Neuve
Île-du-Prince-Édouard
Nouveau-Brunswick
Nouvelle-Écosse
Île de Sable
1
2
3
4
5
6
7
8
Océan Atlantique
Parcelles détenues par des sociétés

# Zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse (y compris le golfe du Saint-Laurent)

Résumé statistique

| N° sur la carte | Nom du puits | Latitude Longitude | Installation de forage | Début ou reprise et fin des travaux | État ou résultat des travaux | Profondeur totale (en mètres) |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Shell PCI *et al*,<br>North Triumph G-43 | 43°42'19"N<br>59°51'23"O | *Sedco 709* | 85-09-26<br>86-01-31 | Bouché et abandonné, découverte de gaz | 4 504 |
| 2 | Petro-Canada *et al*,<br>Cohasset A-52<br>(Puits de délimitation Cohasset) | 43°51'08"N<br>60°37'43"O | *Rowan Gorilla I* | 85-12-20<br>86-03-26 | Bouché et suspendu, pétrole | 2 847 |
| 3 | Shell PCI *et al*,<br>North Triumph B-52<br>(Puits de délimitation North Triumph) | 43°41'02"N<br>59°52'57"O | *John Shaw* | 86-01-24<br>86-03-26 | Bouché et abandonné, gaz | 3 960 |
| 4 | Shell *et al*,<br>Tantallon M-41 | 43°50'56"N<br>58°22'24"O | *Sedco 709* | 86-02-15<br>86-04-17 | Bouché et abandonné | 5 602 |
| 5 | Mobil *et al*,<br>Thebaud C-74<br>(Puits de délimitation Thebaud) | 43°53'05"N<br>60°11'36"O | *Rowan Gorilla I* | 86-03-29<br>86-09-25 | Bouché et abandonné, gaz | 5 150 |
| 6 | HBV *et al*,<br>West Chebucto K-20 | 43°39'45"N<br>59°47'33"O | *Bow Drill 2* | 86-04-05<br>86-08-11 | Bouché et abandonné | 5 369 |
| 7 | Shell PCI *et al*,<br>Glenelg N-49<br>(Puits de délimitation Glenelg) | 43°38'59"N<br>60°07'02"O | *Vinland* | 86-06-01<br>86-08-04 | Bouché et abandonné, gaz | 4 040 |
| 8 | Shell PCI *et al*,<br>Panuke B-90 | 43°49'12"N<br>60°42'35"O | *Vinland* | 86-08-06<br>86-09-23 | Bouché et abandonné, découverte de pétrole | 3 445 |

*En 1986 les puits énumérés ci-dessous, dont le forage avait été suspendu au cours des années précédentes, ont été complètement abandonnés.*

*Mobil Tetco Thebaud P-84*
*Mobil Tetco Sable Island E-48*
*Mobil Tetco Sable Island O-47*
*Mobil Tetco Sable Island 1AH-58*
*Mobil Tetco Sable Island 2H-58*
*Mobil Tetco Sable Island 3H-58*
*Mobil Tetco Sable Island 4H-58*
*Mobil Tetco Sable Island 5H-58*
*Mobil Tetco Sable Island 6H-58*

# Annexe 1

## Zone extracôtière de Terre-Neuve

(Les données pour 1986 ont été fournies par l'Office Canada–Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers.)

Résumé statistique

| BILAN DES TRAVAUX | 1982 | 1983 | 1984 | 1985 | 1986 |
|---|---|---|---|---|---|
| Puits commencés | | | | | |
| Puits de prospection et de délimitation | 5 | 7 | 12 | 11 | 7 |
| Puits achevés | | | | | |
| Puits de prospection et de délimitation | 4 | 10 | 10 | 13 | 8 |
| Mètres forés | | | | | |
| Puits de prospection et de délimitation | 23 105 | 29 815 | 46 759 | 49 098 | 31 415 |
| Travaux géophysiques exécutés | 33 | 21 | 12 | 16 | 1 |
| Études géophysiques (km) | 61 411 | 48 261 | 27 808 | 19 758 | 3 537 |

| BILAN DES RESSOURCES | 1982 | 1983 | 1984 | 1985 | 1986** |
|---|---|---|---|---|---|
| Ressources découvertes* | | | | | |
| Gaz naturel (en milliards de $m^3$) | 124,0 | 126,7 | 145,2 | 152,4 | 146,8 |
| Pétrole (en millions de $m^3$) | 257,5 | 211,5 | 159,9 | 185,1 | 176,5 |

** Telles que signalées au cours des années précédentes.*
*** Y compris les découvertes de nouveaux gisements et les révisions d'estimations précédentes.*

| BILAN DES RETOMBÉES | 1982 | 1983 | 1984 | 1985 | 1986 |
|---|---|---|---|---|---|
| Installations de forage en exploitation | 7 | 9 | 9 | 8 | 6* |
| Taux d'exploitation (mois-installations) | 31 | 48 | 54 | 63 | 31 |
| Dépenses effectuées (en millions de dollars) | | | | | |
| Travaux géophysiques | 71,6 | 57,4 | 27,8 | 27,3 | 4,1 |
| Forages de prospection et de délimitation | 210,0 | 436,9 | 485,9 | 630,0 | 347,0 |
| Total | 281,6 | 494,3 | 513,7 | 657,3 | 351,1 |

** Trois installations de forage ont servi à deux endroits : au large des côtes de la Nouvelle-Écosse et de Terre-Neuve.*

| STATUT DES PARCELLES | 1982 | 1983 | 1984 | 1985 | 1986 |
|---|---|---|---|---|---|
| Accords d'exploration conclus | 0 | 32 | 13 | 0 | 9 |
| Total des accords d'exploration en cours* | 0 | 32 | 41 | 38 | 27 |
| Parcelles visées par les accords d'exploration (en millions d'hectares) | 0 | 10,3 | 6,0 | 0 | 1,5 |
| Parcelles rétrocédées ou abandonnées | S/O | S/O | 8,6 | 10,9 | 9,2 |
| Parcelles détenues par des sociétés* | 29,1 | 24,6 | 22,0 | 11,9 | 3,4 |

** Y compris les régions où des découvertes importantes ont été signalées.*

# Zone extracôtière de Terre-Neuve

(Les données pour 1986 ont été fournies par l'Office Canada–Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers.)

Résumé statistique

| N° sur la carte | Nom du puits | Latitude<br>Longitude | Installation de forage | Début ou reprise et fin des travaux | État ou résultat des travaux | Profondeur totale (en mètres) |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | HBV *et al.*<br>Panther P-52 | 47°01'53''N<br>47°37'44''O | *Sedco 706*<br><br>*Bow Drill 3* | 85-01-10<br>85-01-22<br>85-11-06<br>86-01-30 | Bouché et abandonné | 4 203 |
| 2 | Petro-Canada *et al.*<br>Terra Nova I-97<br>(Puits de délimitation Terra Nova) | 46°26'43''N<br>48°28'49''O | *Vinland* | 85-11-26<br>86-02-26 | Bouché et suspendu, pétrole | 3 465 |
| 3 | HBV *et al.*<br>Whiterose L-61<br>(Puits de délimitation Whiterose) | 46°50'34''N<br>48°10'28''O | *Bow Drill 2*<br><br>*Bow Drill 2*<br><br>*Bow Drill 3* | 85-12-18<br>86-02-13<br><br>86-03-06<br>86-03-26<br>86-09-14<br>86-10-02 | Bouché et abandonné, gaz | 3 340 |
| 4 | HBV *et al.*<br>North Ben Nevis M-61<br>(Puits de délimitation North Ben Nevis) | 46°40'54''N<br>48°25'19''O | *Sedco 710* | 86-01-09<br>86-03-31 | Suspendu | 3 250 |
| 5 | Gulf *et al.*<br>Mara E-30 | 46°39'30''N<br>48°34'28''O | *Bow Drill I* | 86-01-13<br>86-02-15 | Bouché et abandonné | 2 100 |
| 6 | HBV *et al.*<br>Fortune G-57 | 46°36'19''N<br>48°08'02''O | *Bow Drill 3* | 86-02-05<br>86-09-09 | Bouché et abandonné, découverte de pétrole | 4 995 |
| 7 | Canterra PCI *et al.*<br>St. George J-55 | 45°44'40''N<br>48°23'05''O | *Vinland* | 86-04-09<br>86-05-27 | Bouché et abandonné | 4 100 |
| 8 | Petro-Canada<br>Lancaster F-70 | 47°19'23''N<br>47°09'45''O | *Sedco 710* | 86-04-23<br>86-11-04 | Bouché et abandonné | 5 701 |
| 9 | Esso Parex *et al.*<br>Kyle L-11 | 47°00'37''N<br>47°02'49''O | *Sedco 709* | 86-04-26<br>86-08-05 | Bouché et abandonné | 4 200 |
| 10 | HBV *et al.*<br>Golconda C-64 | 46°53'12''N<br>47°39'57''O | *Bow Drill 3* | 86-10-05 | Forage en cours | 3 840 |

*En 1986, le puits Terra-Nova K-08 de Petro-Canada et al., suspendu en 1984, a été abandonné.*

# Glossaire

**Accord d'exploration** : Permis accordant le droit d'explorer et le droit exclusif de forer et de faire des analyses pour trouver du pétrole, ainsi que le droit exclusif d'obtenir une licence de production, sous réserve de conformité à d'autres dispositions de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*.

**Appel d'offres** : Avis publié dans *La Gazette du Canada* ou dans une autre publication, par lequel le Ministre demande que l'on présente des soumissions relativement aux terres de la Couronne.

**Caisson mobile conçu pour l'Arctique** : Caisson annulaire fait d'acier (mieux connu sous l'appellation *Molikpaq*), dont la plate-forme mesure 75 m sur 73 m, et conçu pour reposer sur un remblai sous-marin.

**Condensats** : Hydrocarbures qui se présentent sous forme gazeuse aux températures et aux pressions souterraines, mais qui passent à l'état liquide à la température et à la pression de surface.

**Demande d'inclusion de terres dans un appel d'offres** : Avis invitant les parties intéressées à désigner des parcelles de terres pour qu'elles soient incluses dans un appel d'offres.

**Essai aux tiges** : Essai effectué à la suite de la complétion temporaire d'un puits afin d'évaluer le débit d'écoulement des fluides et d'en recueillir des échantillons.

**Essai d'écoulement prolongé** : Essai aux tiges prolongé.

**Évaluation préliminaire** : Évaluation préliminaire des questions et des incidences environnementales liées aux travaux de mise en valeur des hydrocarbures.

**Forage intercalaire** : Forage de puits entre des puits existants afin d'exploiter le gisement de façon plus efficace.

**Hectare (ha)** : Équivaut à 10 000 $m^2$ ou 2,47 acres.

**Hydrocarbure** : Composé naturel formé principalement d'atomes d'hydrogène et de carbone, sous forme solide, liquide ou gazeuse.

**Île de sable sacrificielle** : Île de sable entassé par dragage ou par d'autres moyens et dont les plages ont des pentes douces afin de résister à l'érosion des vagues.

**Injection de gaz miscibles** : Méthode améliorée de récupération des hydrocarbures selon laquelle des gaz ou des solvants sont injectés dans les gisements pour permettre de mieux déloger le pétrole des roches du gisement.

**Mètre cube de gaz** : Équivaut à 35,301 $pi^3$, à une pression atmosphérique de 760 mm de mercure au niveau de la mer (14,73 $lb/po^2$).

**Mètre cube de pétrole** : Équivaut à 6,2898 barils de réservoir de stockage américain.

**Plan de mise en valeur** : Plan décrivant les puits et les autres installations proposées pour mettre en valeur un champ d'hydrocarbures.

**Plate-forme à embase-poids** : Plate-forme dont la stabilité sur les fonds marins repose sur la force gravitationnelle.

**Plate-forme de glace** : Partie d'une banquise de glace qui a été épaissie spécialement pour supporter une installation de forage terrestre classique, permettant le forage d'un puits en eau profonde entre les masses de terre de l'Arctique.

**Puits abandonné** : Tout puits qui a été obturé de façon permanente.

**Puits achevé** : Puits foré et prêt à produire du pétrole ou du gaz naturel.

**Puits de délimitation** : Puits foré à la suite d'une découverte importante dans une même formation géologique, afin de déterminer l'importance et les possibilités d'exploitation commerciale de l'accumulation de pétrole ou de gaz contenue dans le puits de découverte.

**Puits de mise en valeur** : Puits foré dans le cadre d'un plan de mise en valeur.

**Puits de prospection** : Puits foré dans une formation géologique où aucune découverte importante n'a été faite (synonyme de puits de reconnaissance).

**Puits sec** : Puits dans lequel le pétrole ou le gaz n'a pas jailli en quantité suffisante.

**Puits suspendu** : Puits dans lequel les travaux de forage ou de production sont temporairement interrompus.

**Puits terminé** : Puits qui a atteint sa profondeur totale et qui a été abandonné, achevé ou suspendu.

**Semi-submersible** : Unité mobile de forage en mer, stabilisée par lestage de ses pontons (bases) et de ses colonnes, à une profondeur prédéterminée au cours des travaux de forage. Utilisée fréquemment dans les mers agitées.

**Surpression** : Pression supérieure à la pression hydrostatique normale.

**Unité mobile de forage en mer (MODU)** : Tout navire capable d'effectuer des travaux de forage destinés à la prospection ou à l'exploitation des ressources enfouies dans les fonds marins.

**Zone de géopression** : Pressions d'une intensité anormale exercées par certaines formations souterraines.

**Zone productrice** : Zone ou formation qui contient du gaz.

# Bureaux de l'APGTC

| Région | Adresse postale | Adresse | N° de téléphone | N° de télex | N° de télécopieur |
|---|---|---|---|---|---|
| **Administration centrale** | 355, chemin River<br>Tour B, 15e étage<br>Ottawa (Ontario)<br>K1A 0E4 | 355, chemin River<br>Tour B, 14e étage<br>Vanier (Ontario) | (613) 993-3760 | 053-4366 | 993-9897 |
| **Maritimes** | 2000, rue Barrington<br>Bureau 102<br>Halifax (N.-É.)<br>B3J 3K1 | 2000, rue Barrington<br>Scotia Square<br>Tour Cogswell<br>Bureau 102<br>Halifax (N.-É.) | (902) 426-8570 | 019-23632 | 426-5253 |
| | Laboratoire de l'APGTC<br>C.P. 1006<br>Dartmouth (N.-É.)<br>B2Y 4A2 | Institut océanographique<br>de Bedford<br>Dartmouth (N.-É.) | (902) 426-3179<br>(902) 426-2525 | – | – |
| **Territoires du Nord-Ouest** | C.P. 1500<br>Yellowknife (T.N.-O.)<br>X1A 2R3 | 4914, 50e Rue<br>Immeuble Bellanca<br>6e étage<br>Yellowknife (T.N.-O.) | (403) 920-8175 | 034-45570 | 873-8707 |
| | C.P. 2020<br>Inuvik (T.N.-O.)<br>X0E 0T0 | | (403) 979-3006 | 034-44541 | 979-2090 |
| **Ouest** | C.P. 2638<br>Succursale M<br>Calgary (Alberta)<br>T2P 3C1 | 220, 4e Ave Sud-Est<br>Bureau 482<br>Calgary (Alberta) | (403) 231-5631 | – | – |